

Júlia Rosenthal Caetano Silva

**Utilização de Redes Neurais Artificiais para
Rastreamento de Máxima Potência de Sistemas
Fotovoltaicos Parcialmente Sombreados**

Uberlândia

2019

Júlia Rosenthal Caetano Silva

**Utilização de Redes Neurais Artificiais para Rastreamento
de Máxima Potência de Sistemas Fotovoltaicos
Parcialmente Sombreados**

Defesa de Tese apresentado à Universidade Federal de Uberlândia como parte dos requisitos para obtenção do título de Doutora em Ciências na área de concentração de Engenharia Elétrica.

Universidade Federal de Uberlândia - UFU
Faculdade de Engenharia Elétrica
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Orientador: Geraldo Caixeta Guimarães

Uberlândia
2019

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
Sistema de Bibliotecas da UFU, MG, Brasil.

S586u
2019 Silva, Júlia Rosenthal Caetano, 1989-
Utilização de redes neurais artificiais para rastreamento de máxima
potência de sistemas fotovoltaicos parcialmente sombreados [recurso
eletrônico] / Júlia Rosenthal Caetano Silva. - 2019.

Orientador: Geraldo Caixeta Guimarães.
Tese (Doutorado) - Universidade Federal de Uberlândia, Programa de
Pós-graduação em Engenharia Elétrica.
Modo de acesso: Internet.
Disponível em: <http://doi.org/10.14393/ufu.te.2024.5039>
Inclui bibliografia.
Inclui ilustrações.

1. Engenharia Elétrica. I. Guimarães, Geraldo Caixeta, 1954-,
(Orient.). II. Universidade Federal de Uberlândia. Programa de Pós-
graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

CDU: 621.3

André Carlos Francisco
Bibliotecário Documentalista - CRB-6/3408

Júlia Rosenthal Caetano Silva

Utilização de Redes Neurais Artificiais para Rastreamento de Máxima Potência de Sistemas Fotovoltaicos Parcialmente Sombreados

Defesa de Tese apresentado à Universidade Federal de Uberlândia como parte dos requisitos para obtenção do título de Doutora em Ciências na área de concentração de Engenharia Elétrica.

Trabalho _____. Uberlândia, ____ de _____ de _____:

Geraldo Caixeta Guimarães
Professor Dr. Orientador

Adélio José de Moraes
Professor Dr.

Keiji Yamanaka
Professor Dr.

Daniel Araújo Caixeta
Professor Dr.

Fábio Lima de Albuquerque
Professor Dr.

Uberlândia
2019

Dedico este trabalho a todos aqueles que se aventuraram na vida científica, mesmo com todas as intempéries que a acompanham.

Agradecimentos

Os agradecimentos às pessoas que me incentivaram, ampararam ou contribuíram para que este trabalho tivesse sucesso, mesmo que com um sorriso, não caberiam apenas em uma página. Aqui seguem alguns dos nomes das pessoas que impactaram diretamente nesta pesquisa.

Agradeço ao meu orientador, Geraldo Caixeta Guimarães, sem sua orientação, conhecimentos e motivações, seria impossível o andamento do trabalho.

Aos colegas do Núcleo de Dinâmica de Sistemas Elétricos e da Universidade Federal de Uberlândia, em especial, Thales, Jaqueline, Roberta e Mateus.

Aos professores, pelos ensinamentos técnicos.

Ao secretário de pós-graduação, por toda ajuda e prestabilidade.

À minha esposa, Carolina, pela companhia de todos os dias e noites.

Aos meus pais e irmão, Marcelo, Rita e Bernardo, que sem o incentivo nunca teria avançado nesta etapa.

Fátima, Celso, Izabela, Bruno e Paola, obrigado, também, pelo apoio.

Dominic e Rafaela, pelos sorrisos.

À Capes, pelo apoio financeiro por todo o período da pesquisa.

A todos os demais familiares, amigos e conhecidos.

*Porque se chamavam homens
também se chamavam sonhos
e sonhos não envelhecem.*

Milton Nascimento, Lô Borges e Márcio Borges – Clube da esquina nº 2.

Resumo

Utilização de Redes Neurais Artificiais para Rastreamento de Máxima Potência de Sistemas Fotovoltaicos Parcialmente Sombreados

Grandes demandas de energia elétrica, em conjunto com a crescente preocupação ambiental, tornam bem-vindas novas pesquisas e desenvolvimentos de fontes alternativas, limpas e renováveis de energia elétrica.

O sol, como conversão direta de eletricidade, vem sendo cada vez mais utilizado como principal escolha na geração distribuída em pequenas unidades consumidoras. Outros meios de obtenção de energia elétrica, através de renováveis, como, por exemplo, eólicos, maremotrizes, hidrelétricos e biomassa, necessitam de fatores muito específicos para sua implementação, sendo inviável para o uso residencial.

Avanços na legislação com programas governamentais que facilitam o uso de conexões com a rede elétrica, como o programa Luz Para Todos, têm popularizado o uso desse tipo de tecnologia no Brasil. Muitos cidadãos, que antes não tinham energia elétrica, hoje contam com uma pequena central geradora fotovoltaica, que atende as necessidades básicas como a utilização de geladeiras e iluminação noturna.

É nesse âmbito que esta pesquisa segue, com o principal foco no controle de reconhecimento de máxima potência. A utilização de uma Rede Neural Artificial tenta otimizar a geração, neste caso, na situação específica de sombreamento parcial do gerador fotovoltaico.

O estudo computacional foi feito utilizando o software *MATLAB/Simulink* com todos os componentes montados separadamente, possibilitando o estudo individual de cada um. Os componentes avaliados são o sistema de geração fotovoltaica, o conversor elevador de tensão, o controle do ponto de máxima potência, a sua comparação com métodos há muito solidificados no mercado, o inversor e a conexão com a rede elétrica.

Foram feitos testes numa Rede Neural Artificial proposta e realizadas comparações com outros métodos de controle de máxima potência de sistemas fotovoltaicos. Os resultados se mostraram satisfatórios com grande vantagem sobre outros métodos.

Palavras-chave: Geração de energia fotovoltaica. Engenharia Elétrica. Conversores de corrente elétrica. Simulação (Computadores). Redes Neurais (Computação).

Abstract

Use of Artificial Neural Network for Maximum Power Tracking of Partially Shadowed Photovoltaic Systems

Large demands for electricity, coupled with growing environmental concern, welcomes new researches and developments of alternative, clean and renewable sources of electricity.

The sun, as direct conversion of electricity, has become increasingly used as the main choice in distributed generation in small consumer units. Other means of obtaining electric energy, such as wind, tidal, hydroelectric and biomass sources, require very specific factors for its implementation, and is not feasible for residential use.

Advances in legislation with government programs that facilitate the use of power grid connections, such as the “Luz Para Todos” program, have become popular the use of this type of technology in Brazil. Many citizens who previously had no electricity now have a small photovoltaic power plant that serves basic sanitation needs such as the use of refrigerators and night lighting. It is within this scope that this research follows, with the main focus on the control of maximum power recognition. The use of an Artificial Neural Network tries to optimize the generation, in this case, in the specific situation of partial shading of the photovoltaic generator.

The computational study was done using *MATLAB/Simulink* software with all the components assembled separately, allowing the individual study of each one. The components evaluated are the photovoltaic generation system, the voltage-up converter, the control of the maximum power point and its comparison with methods long established in the market, the inverter and the connection to the power grid.

Tests were carried out on a proposed Artificial Neural Network and comparisons were made with other maximum power control methods of photovoltaic systems. The results were satisfactory with great advantage over other methods.

Keywords: Photovoltaic power generation. Electrical engineering. Electric current converters. Computer simulation. Neural Networks (Computer science).

Lista de ilustrações

Figura 1 – Conexão com a rede elétrica e isolada.	27
Figura 2 – Retorno financeiro para módulos de Silício Policristalino em telhados na Europa – Comparação geográfica.	29
Figura 3 – Curva característica de Corrente \times Tensão da fotocélula.	36
Figura 4 – Resposta espectral para fotocélulas de diferentes tipos.	37
Figura 5 – Divisão da radiação solar que chega a Terra.	39
Figura 6 – Informação solar de Uberlândia.	40
Figura 7 – Retorno financeiro de cada tipo de tecnologia na Alemanha.	43
Figura 8 – Eficiência das pesquisas de células solares por ano.	44
Figura 9 – Esquemático de uma célula de dois terminais com 3 camadas.	45
Figura 10 – Eficiência quântica medida para cada camada independente em um sistema com 6 terminais.	46
Figura 11 – Micropainel fotovoltaico utilizado na <i>Mars Pathfinder – Sojourner</i>	47
Figura 12 – Diferenças entre Si mono e poli cristalino.	48
Figura 13 – Montagem de placas de Silício.	48
Figura 14 – Quota de mercado das tecnologias de Filme Fino.	49
Figura 15 – Protótipo computacional de treinamento.	53
Figura 16 – Conexão básica do sistema proposto.	54
Figura 17 – Máquina de cigarros sombreada por um toldo de loja em Kassel – Alemanha.	55
Figura 18 – O módulo fotovoltaico sombreado e sujo da máquina.	55
Figura 19 – Módulo fotovoltaico sombreado por fezes de pássaros em Karlsplatz, Kassel – Alemanha.	56
Figura 20 – Módulo fotovoltaico parcialmente sombreado por prédio na Universidade Federal de Uberlândia.	56
Figura 21 – Modelo de placa esquematizada no MATLAB: Simulink (Versão R2017b).	57
Figura 22 – Curvas características de um módulo fotovoltaico.	60
Figura 23 – Curvas dos efeitos em um módulo fotovoltaico.	60
Figura 24 – Associação paralela de módulos.	61
Figura 25 – Associação série de módulos.	62
Figura 26 – Danos causados por <i>hot-spots</i>	63
Figura 27 – Associação série com irradiações diferentes.	64
Figura 28 – Associação série com irradiações diferentes e diodo de <i>bypass</i>	65
Figura 29 – Gráfico de Corrente \times Tensão – Associação série com irradiações diferentes e diodo de <i>bypass</i>	65

Figura 30 – Gráfico de Potência \times Tensão – Associação série com irradiações diferentes e diodo de <i>bypass</i>	66
Figura 31 – Funcionamento do conversor <i>Boost</i>	67
Figura 32 – Diagrama de controle do sistema CC.	71
Figura 33 – Fluxograma do método <i>P&O</i> Clássico.	73
Figura 34 – Fluxograma do método <i>P&O</i> Modificado.	75
Figura 35 – Fluxograma do método <i>EPP</i>	76
Figura 36 – Fluxograma do método de Condutância Incremental.	76
Figura 37 – Fluxograma do método de Condutância Incremental Modificado.	78
Figura 38 – Variação de potência e <i>Beta</i> com os respectivos <i>Duty Cycle</i> em diferentes irradiações e temperaturas (λ_1 é de 1.000 W/m^2 e $55\text{ }^\circ\text{C}$ e λ_2 é de 300 W/m^2 e $30\text{ }^\circ\text{C}$).	80
Figura 39 – Neurônio artificial básico.	81
Figura 40 – Função identidade. (Equação 3.22)	82
Figura 41 – Degrau binário. (Equação 3.23)	82
Figura 42 – Sigmoide binária. (Equação 3.24)	82
Figura 43 – Tangente hiperbólica/ sigmoide bipolar. (Equação 3.25)	83
Figura 44 – Topologia de uma rede multicamadas.	85
Figura 45 – Posicionamento dos neurônios pelos índices <i>i</i> e <i>j</i>	85
Figura 46 – Fluxograma de treinamento de uma rede multicamadas.	86
Figura 47 – Neurônio de saída simplificado.	88
Figura 48 – Neurônio de camada oculta simplificado.	89
Figura 49 – Estrutura genérica de um inversor FV sem transformador com <i>Boost</i>	90
Figura 50 – Conversor CC-CA (VSI tipo VSC) com comutação forçada por PWM.	91
Figura 51 – Diagrama de controle de potência do inversor.	92
Figura 52 – Tipos de filtro (a) <i>L</i> , (b) <i>LC</i> e (c) <i>LCL</i>	94
Figura 53 – Pontos de conexão com a rede da Cemig.	96
Figura 55 – Minimização do erro percentual.	101
Figura 54 – Dados de treinamento para a rede neural.	102
Figura 56 – Polos e Zeros do Sistema com o compensador sintonizado.	105
Figura 57 – Resposta do sistema FV, <i>Boost</i> e <i>PI</i>	105
Figura 58 – Resposta de Potência utilizando as duas sintonias.	106
Figura 59 – Erro percentual do método de ajuste dos ganhos pela Máxima Potência possível para as determinadas irradiações.	106
Figura 60 – Erro percentual pelo uso do <i>sisotools</i> pela Máxima Potência possível para as determinadas irradiações.	106
Figura 61 – Diagrama de conexão com a rede elétrica.	108
Figura 62 – Sistema montado no programa <i>Simulink</i>	109
Figura 63 – Irradiação nos módulos fotovoltaicos.	110

Figura 64 – Resposta de potência \times tensão para as irradiações do caso 1.	111
Figura 65 – Resposta de potência \times tensão para todos os sombreamentos parciais.	111
Figura 66 – Resposta de Potência \times Tensão para o método de Tensão Constante.	112
Figura 67 – Resultados para o método de Tensão Constante.	113
Figura 68 – Resposta de Potência \times Tensão para o método Perturba e Observa Clássico.	114
Figura 69 – Resultados para o método Perturba e Observa Clássico.	115
Figura 70 – Resposta de Potência \times Tensão para o método Perturba e Observa Moderno.	116
Figura 71 – Resultados para o método Perturba e Observa Moderno.	117
Figura 72 – Resposta de Potência \times Tensão para o método Perturba e Observa Modificado.	118
Figura 73 – Resultados para o método Perturba e Observa Modificado.	119
Figura 74 – Resposta de Potência \times Tensão para o método Estima Perturba Perturba.	120
Figura 75 – Resultados para o método Estima Perturba Perturba.	121
Figura 76 – Resposta de Potência \times Tensão para o método de Condutância Incre- mental.	122
Figura 77 – Resultados para o método de Condutância Incremental.	123
Figura 78 – Resposta de Potência \times Tensão para o método de Condutância Incre- mental Modificado.	124
Figura 79 – Resultados para o método de Condutância Incremental Modificado.	125
Figura 80 – Resposta de Potência \times Tensão para o método de <i>Beta</i>	126
Figura 81 – Resultados para o método <i>Beta</i>	127
Figura 82 – Resposta de Potência \times Tensão para a resposta da Rede Neural.	128
Figura 83 – Resultados para a Rede Neural.	130
Figura 84 – Irradiação em nos módulos fotovoltaicos.	131
Figura 85 – Resposta de Potência \times Tensão para o método de Tensão Constante.	132
Figura 86 – Resultados para o método de Tensão Constante.	133
Figura 87 – Resposta de Potência \times Tensão para o método Perturba e Observa.	134
Figura 88 – Resultados para o método Perturba e Observa.	135
Figura 89 – Resposta de Potência \times Tensão para o método Perturba e Observa Moderno.	136
Figura 90 – Resultados para o método Perturba e Observa Moderno.	137
Figura 91 – Resposta de Potência \times Tensão para o método Perturba e Observa Modificado.	138
Figura 92 – Resultados para o método Perturba e Observa Modificado.	139
Figura 93 – Resposta de Potência \times Tensão para o método Estima Perturba Perturba.	140
Figura 94 – Resultados para o método estima Perturba Perturba.	141

Figura 95 – Resposta de Potência \times Tensão para o método de Condutância Incremental.	142
Figura 96 – Resultados para o método de Condutância Incremental.	143
Figura 97 – Resposta de Potência \times Tensão para o método de Condutância Incremental Modificado.	144
Figura 98 – Resultados para o método de Condutância Incremental Modificado. . .	145
Figura 99 – Resposta de Potência \times Tensão para o método <i>Beta</i>	146
Figura 100 – Resultados para o método <i>Beta</i>	147
Figura 101 – Resposta de Potência \times Tensão para a Rede Neural Artificial.	148
Figura 102 – Resultados para a Rede Neural Artificial.	149
Figura 103 – Resultados no elo de corrente contínua para a Rede Neural Artificial conectada com a rede elétrica.	151
Figura 104 – Resultados na conexão alternada para a Rede Neural Artificial conectada com a rede elétrica.	152

Lista de tabelas

Tabela 1 – Mercado de Inversores / Conversores em 2017.	28
Tabela 2 – Eficiência comercial de células/módulos.	30
Tabela 3 – Dados da geração solar fotovoltaica.	30
Tabela 4 – Dados dos módulos.	97
Tabela 5 – Parâmetros do modelo (da Figura 21) adotados.	97
Tabela 6 – Dados da sintonização do compensador PI.	104
Tabela 7 – Dados do controle de potência.	107
Tabela 8 – Dados do controle de potência.	108

Sumário

1	INTRODUÇÃO	25
1.1	O cenário brasileiro	30
1.2	Objetivos	31
2	HISTÓRICO E CONSOLIDAÇÃO DA ENERGIA SOLAR	33
2.1	Considerações iniciais	33
2.2	Evolução da energia elétrica solar	33
2.2.1	O funcionamento de uma fotocélula	34
2.3	Como é montado um sistema fotovoltaico – heliotecnia	36
2.3.1	Espectro solar	37
2.3.2	Componentes da radiação solar	38
2.3.3	Orientação dos módulos	39
2.3.4	Instrumentos de medição de auxílio	40
2.4	O que esperar do futuro	41
2.4.1	Células de multijunção	45
2.4.2	Arsenieto de Gálio	46
2.4.3	Silício cristalino	47
2.4.4	Filme Fino	48
2.4.5	Emergentes	49
3	COMPONENTES E PRINCÍPIOS UTILIZADOS	51
3.1	Considerações iniciais	51
3.2	Programas utilizados	51
3.2.1	O Programa <i>MATLAB</i> e a Plataforma <i>Simulink</i>	52
3.2.2	<i>Visual Studio</i> e o desenvolvimento de uma Plataforma de Treinamento	52
3.3	O sistema estudado e objetivos pretendidos	53
3.4	Condições e entradas do sistema	54
3.5	O arranjo fotovoltaico	56
3.5.1	Associação de módulos	61
3.6	O Conversor <i>Boost</i>	67
3.7	Os comparadores de <i>MPPT</i>	70
3.7.1	Método de Tensão Constante	72
3.7.2	Método de Perturba e Observa Clássico	72
3.7.3	Método de Perturba e Observa	73
3.7.4	Método de Perturba e Observa Modificado	74
3.7.5	Método de Estima, Perturba e Perturba	74

3.7.6	Método de Condutância Incremental	75
3.7.7	Método de Condutância Incremental Modificado	77
3.7.8	Método <i>Beta</i>	78
3.8	A Rede Neural Artificial	80
3.9	Unidade inversora e controle de inversão	90
3.10	O controle da potência injetada na rede elétrica	92
3.11	Filtro passivo de acoplamento	93
3.12	Conexão com a rede elétrica	95
4	EXPERIMENTOS E RESULTADOS	97
4.1	Considerações iniciais	97
4.2	Dados do sistema	97
4.2.1	A geração fotovoltaica	97
4.2.2	O conversor <i>Boost</i>	98
4.2.3	Métodos de <i>MPPT</i>	99
4.2.4	A Rede Neural Artificial	100
4.2.5	Componentes Complementares do Sistema CC	101
4.2.5.1	O segurador de ordem zero	103
4.2.5.2	O saturador	103
4.2.5.3	O compensador <i>PI(S)</i>	103
4.2.5.4	O PWM	107
4.2.6	Unidade inversora e seu controle	107
4.2.7	O filtro LCL	107
4.2.8	A Rede Elétrica	108
4.3	O sistema completo	108
4.4	Análise com diversas irradiações em FV 2	110
4.4.1	Método de <i>Tensão Constante</i>	112
4.4.2	Método <i>Perturba e Observa Clássico</i>	114
4.4.3	Método <i>Perturba e Observa Moderno</i>	116
4.4.4	Método <i>Perturba e Observa Modificado</i>	118
4.4.5	Método <i>Estima Perturba e Perturba</i>	120
4.4.6	Método de <i>Condutância Incremental</i>	122
4.4.7	Método de <i>Condutância Incremental Modificado</i>	124
4.4.8	Método <i>Beta</i>	126
4.4.9	Utilização da <i>Rede Neural Artificial</i>	128
4.5	Análise com uma rampa decrescente de irradiação em FV 2	131
4.5.1	Método de Tensão Constante	132
4.5.2	Método <i>Perturba e Observa Clássico</i>	134
4.5.3	Método <i>Perturba e Observa Moderno</i>	136
4.5.4	Método <i>Perturba e Observa Modificado</i>	138

4.5.5	Método Estima Perturba e Perturba	140
4.5.6	Método Condutância Incremental	142
4.5.7	Método Condutância Incremental Modificado	144
4.5.8	Método <i>Beta</i>	146
4.5.9	Utilização da <i>Rede Neural Artificial</i>	148
4.6	Análise do sistema conectado à rede elétrica	150
5	CONCLUSÕES	153
5.0.1	Propostas para trabalhos futuros	155
	REFERÊNCIAS	157
	APÊNDICES	163
	APÊNDICE A – CÓDIGOS DOS MPPTS	165
	APÊNDICE B – CÓDIGOS DE TREINAMENTO DA REDE NEU- RAL ARTIFICIAL	179
	APÊNDICE C – PUBLICAÇÕES	187
C.1	Publicadas:	187
C.2	Capítulo de Livro Publicado:	190
	APÊNDICE D – CONTATO	191

1 Introdução

O cenário de utilização da energia solar fotovoltaica no Brasil está em crescimento. Há utilização de sistemas conectados com a rede elétrica, em que existe um sistema de compensação (ANEEL. Resolução Normativa nº 482, 2014). Há, também, os pequenos sistemas fotovoltaicos pontuais em locais isolados da rede elétrica (*offgrid*) com o uso de baterias, onde a montagem de linhas de transmissão e distribuição não é economicamente viável. Muitas dessas pequenas gerações pontuais utilizam a energia gerada para consumos básicos, como, por exemplo, bombeamento de água, iluminação, pequenas centrais de telecomunicação remotas e sistemas de sinalização.

A Lei nº 10.438/2002 dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica. Em seus artigos 14 e 15 estão estipuladas as metas que devem ser seguidas pelas concessionárias e permissionárias (BRASIL. Lei nº 10.438, 2002). Já em novembro de 2003 o Governo Federal lançou o Programa Luz Para Todos, mediante o Decreto nº 4.873, instituindo o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica. Em seus artigos 5º e 6º são definidos:

Art. 5º O Programa “LUZ PARA TODOS” observará as seguintes prioridades:

I – projetos em Municípios com índice de atendimento inferior a oitenta e cinco por cento, segundo dados do Censo 2000;

II – projetos de eletrificação rural que beneficiem populações atingidas por barragens, cuja responsabilidade não esteja definida para o executor do empreendimento;

III – projetos de eletrificação rural que enfoquem o uso produtivo da energia elétrica e que fomentem o desenvolvimento local integrado;

IV – projetos de eletrificação rural em escolas públicas, postos de saúde e poços de abastecimento d’água;

V – projetos de eletrificação rural que visem atender assentamentos rurais; e

VI – projetos de eletrificação para o desenvolvimento da agricultura familiar.

Art. 6º Serão contempladas como alternativa de atendimento da execução do Programa “LUZ PARA TODOS”, a extensão de redes convencionais e ainda os sistemas de geração descentralizados, com redes isoladas ou sistemas individuais[...].

(BRASIL. Decreto nº 4.873, 2003)

Nota-se a utilização de “sistemas de geração descentralizados, com redes isoladas ou sistemas individuais”. Posteriormente à Lei, muitos sistemas isolados foram feitos a partir de energia fotovoltaica e baterias, já que não havia a opção viável de conexão com o Sistema Interligado Nacional. O programa governamental foi iniciado no mesmo ano, com prazo final até 2008.

O sucesso do programa foi grande, porém, com a quantidade de locais isolados, foi necessária sua prorrogação. A primeira foi realizada pelo Decreto nº 6.442 de 2008, com novo prazo definido até o ano de 2010. A segunda prorrogação ocorreu por meio do Decreto nº 7.520 de 2011, aumentando o prazo para 2014. Essa última publicação trouxe a definição dos beneficiários:

Art. 1º Fica instituído o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica – “LUZ PARA TODOS”, até o ano de 2014, destinado a propiciar o atendimento em energia elétrica à parcela da população do meio rural que não possui acesso a esse serviço público. (“Caput” do artigo com redação dada pelo Decreto nº 8.387, de 30/12/2014 aumentando a data de 2014 para 2018)

§1º São beneficiários do Programa “LUZ PARA TODOS” as pessoas:

I – domiciliadas em áreas de concessão e permissão cujo atendimento resulte em elevado impacto tarifário, de acordo com critérios a serem definidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL no prazo de até trinta dias contado da publicação deste Decreto; ou

II – atendidas pelo Programa Territórios da Cidadania ou pelo Plano Brasil Sem Miséria.

§2º Além dos beneficiários previstos no §1º, serão atendidos pelo Programa “LUZ PARA TODOS” projetos de eletrificação em:

I – assentamentos rurais, comunidades indígenas, quilombolas e outras comunidades localizadas em reservas extrativistas ou em áreas de empreendimentos de geração ou transmissão de energia elétrica, cuja responsabilidade não seja do respectivo concessionário; e

II – escolas, postos de saúde e poços de água comunitários.

§3º O Ministério de Minas e Energia definirá as metas e os prazos do Programa “LUZ PARA TODOS”, em cada Estado ou área de concessão ou permissão, respeitado o período estabelecido no caput.

(BRASIL. Decreto nº 7.520, 2011)

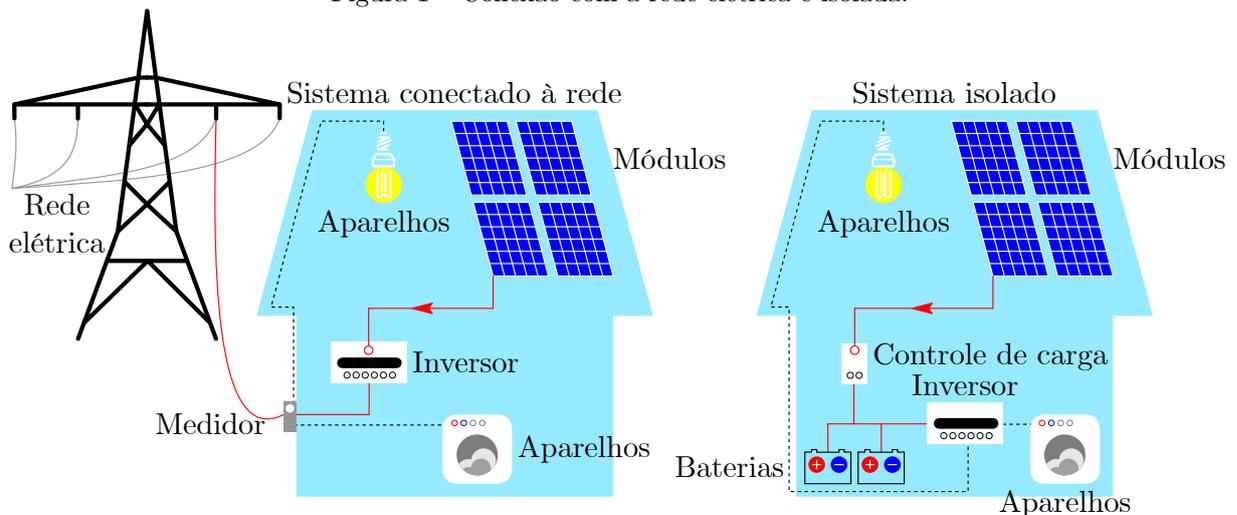
Como visto no *caput* do artigo 1º, o Decreto nº 8.387 de 2014 redefiniu o prazo do Programa Luz para todos para 2018. (BRASIL. Decreto nº 8387, 2014)

E em 2018, mesmo com o Programa ainda dentro do prazo estabelecido pelo Decreto nº 8.387, foi assinada mais uma prorrogação, agora pela Medida Provisória nº 842/2018, a qual foi transformada no Decreto nº 9.357, alterando o prazo para 2022 e revogando os decretos anteriores. (BRASIL. Decreto nº 9.357, 2018)

É importante notar que esses sistemas são isolados em zonas rurais, sem possibilidade de conexão com a rede, devido à distância (grande custo para implementação) e fatores geográficos. A Figura 1 mostra os dois tipos de conexão: isolado e conectado à rede. O tipo de conexão mais utilizado no Programa “LUZ PARA TODOS” é o isolado.

Sistemas autônomos de geração são importantes para locais que operam fora da rede elétrica, seja porque são distantes ou, por natureza, independentes, para utilização de cargas DC, por exemplo. A utilização de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica é interessante porque não há a exigência de baterias para sua manutenção noturna, já

Figura 1 – Conexão com a rede elétrica e isolada.



Fonte: Greenpeace e EPIA (2011) (tradução e vetorização: os autores).

que a própria rede opera como reserva, enquanto sistemas isolados necessitam de uma fonte noturna de energia. A economia pode ser análoga a não utilização de água em uma hidrelétrica ou deixar de usar combustível em uma térmica.

No Brasil, em 2012, a Resolução Normativa nº 482, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), ditou as condições gerais para mini e microgerações distribuídas. A separação dos tipos de geração é definida pela normativa, em seu artigo 2º :

Art. 2º Para efeitos desta Resolução, ficam adotadas as seguintes definições:

I - microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras; (Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24/11/2015).

II - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras; (Redação dada pela REN ANEEL 786, de 17/10/2017).

(ANEEL. Resolução Normativa nº 482, 2014).

Com as novas determinações de mini e microgeração, tem-se um sistema diferenciado de compensação. De acordo com a ANEEL, na mesma normativa, a energia ativa que é repassada à rede é compensada. Essa energia é cedida gratuitamente à concessionária de energia elétrica para ser, posteriormente, compensada pelo consumidor, com a ressalva de deter o mesmo cadastro de pessoa física ou pessoa jurídica e estar na mesma área de concessão para a qual os créditos foram gerados.

Assim, é permitido o ingresso de energias alternativas em unidades residenciais, comerciais, órgãos públicos e empresas de até 5 MW de potência instalada. Gerações acima desse valor não são compensadas, por ainda não existir legislação vigente.

Com essa perspectiva, espera-se um grande mercado de energia fotovoltaica para o País, com potencial de geração de emprego, e a possível inserção do Brasil na lista dos maiores geradores de energias alternativas do mundo. O Brasil, em 2019, conta com uma geração de 1,3 GWp, com um aumento de 407% de 2017 para 2018, impulsionado por painéis fotovoltaicos utilizados em residências. (Amcham Brasil, 2018)

Neste trabalho, os primeiros testes do sistema são *offgrid*, sem inversor aparente, mas a conexão com a rede elétrica é feita para contemplar a grande maioria de sistemas fotovoltaicos. O que vem ao caso é o tratamento do elo de corrente contínua (CC) a ser aplicado, já que o objetivo é controlar sistemas sombreados que não são solvíveis por métodos tradicionais. Todo esse controle é feito no conversor *CC-CC* mudando a taxa de chaveamento a partir da tensão que se deseja operar no sistema fotovoltaico. Como dito, a conexão com inversor é feita, porém, se o objetivo se concentra no controle de potência, para a conexão com a rede são aplicados controles tradicionais no inversor e é inserido um filtro de acoplamento para a conexão com o transformador e uma linha com carga.

A tensão que controla o conversor será chamada de tensão V_{ref} , ou de referência, só necessitando de modulação por largura de pulso para o controle da chave.

Essa conexão é a mais crescente em instalações fotovoltaicas, em que, como mostrado na Tabela 1, já tem aproximadamente 3% da quota de mercado (dado o início de sua utilização ao final de 2016). Há, também, informações sobre a geração por cada tipo de conversor/inversor e suas eficiências médias. (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems – ISE, 2018)

Tabela 1 – Mercado de Inversores / Conversores em 2017.

Inversor/Conversor	Potência	Eficiência	Quota de Mercado (estimativa)	Observação
Inversores em conjunto	até 80 kWp	até 98%	~52%	6 - 17 €/ Wp Fácil manutenção
Inversores centrais	mais de 80 kWp	até 98,5%	~44%	5 €/ Wp Alta confiança Contrato de manutenção
Micro inversores	alguns módulos	90% - 95%	~1%	~28 €/ Wp Fácil substituição
Conversores CC-CC (Com MPPT)	alguns módulos (Expandível)	até 98,8%	~3%	~9 €/ Wp Fácil substituição Saída CC (otimização de corrente) É necessário inversor se conectado

Fonte: Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems – ISE (2018).

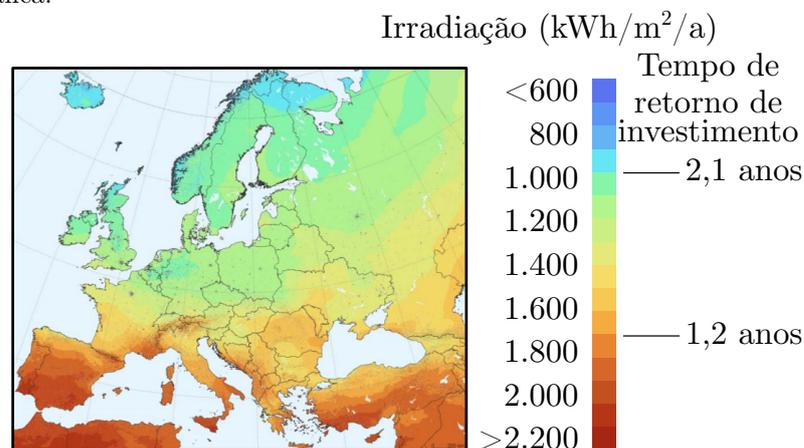
A utilização de Micro inversores, em detrimento do inversor convencional, apesar de ser mais caro, permite um ajuste mais fino porque possibilita o controle individual de potência cada módulo. Isso torna a instalação mais flexível, e a ampliação pode ser feita inserindo novos componentes e um novo Micro inversor, não necessitando nem de proximidade com a instalação existente. (SOLAR, 2018)

Vê-se que há maior eficiência com a utilização do conversor *CC-CC*, porém é exigido o uso de um inversor em sistemas com cargas em corrente alternada (*CA*). Portanto, há um custo adicional com o uso do inversor. O ideal é a divisão de grandes sistemas em blocos para o controle de tensão com a combinação de um inversor central ou conjunto de inversores para cada bloco.

A grande quota de mercado dos inversores em conjunto (medida por GWp gerado) deve-se pela utilização em grandes centrais geradoras, com mais de 80 kWp. A medida Wp deve-se à potência gerada a partir de certa condição de produção de energia elétrica específica. Assim, o valor de Wp de determinado sistema fotovoltaico é a potência medida quando ele é irradiado por uma luz que simula a luz solar, com a potência de 1.000 W/m^2 , à temperatura de $25 \text{ }^\circ\text{C}$.

A Tabela 1 mostra, ainda, o valor em Euros por cada tipo de tecnologia. Para o consumidor, o que mais importa em sistemas fotovoltaicos é em quanto tempo a tecnologia apresentará retorno financeiro. Em comparação com o valor concessionado, é esperado um retorno aproximado de 1,2 a 2,1 anos na Europa, como apresentado na Figura 2. Não existem dados confiáveis do Brasil, devido à tecnologia ainda não estar amadurecida no mercado; mas há de se esperar que seja pelos mesmos parâmetros europeus, com a vantagem de maior irradiação na região e a desvantagem de o valor concessionado de energia ser mais barato (pela produção hídrica, diferente da produção europeia). (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems – ISE, 2018)

Figura 2 – Retorno financeiro para módulos de Silício Policristalino em telhados na Europa – Comparação geográfica.



Fonte: Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems – ISE (2018) (tradução e vetorização: os autores).

Como referência, aqui foi utilizado o Silício Policristalino, por ter a maior fatia de mercado e ser mais barato que o Monocristalino e outras tecnologias. A Tabela 2 mostra a eficiência dos tipos de tecnologia, além de sua eficiência em conjunto, como células conectadas em formato de módulos.

Tabela 2 – Eficiência comercial de células/módulos.

Tecnologia	Filme Fino		a-Si		Cor.	Si Cristalino		Junções III-IV
	a-Si	CdTe	CIGS	a-Si		Mono	Poli	
Eficiência de uma célula	4 - 8%	10 - 11%	7 - 12%	7 - 9%	2 - 4%	16 - 22%	14 - 18%	30 - 38%
Eficiência do módulo						13 - 19%	11 - 15%	~25%
Área por kW (para módulos)	~15m ²	~10m ²	~10m ²	~12m ²		~7m ²	~8m ²	

Fonte: Greenpeace e EPIA (2011).

1.1 O cenário brasileiro

O cenário brasileiro é promissor quanto à energia fotovoltaica. Dados da ANEEL (2018) informam que a matriz de energia elétrica já conta com 0,82% do montante Nacional. Considerando somente a geração fotovoltaica, há a perspectiva de chegar a 1,7% com os empreendimentos previstos, igualando-se à previsão de crescimento de usinas hidrelétricas (10,6%) e pequenas centrais hidrelétricas (10,5%).

A Tabela 3 mostra, isoladamente, os dados da Agência Nacional de Energia Elétrica em relação à geração fotovoltaica.

Tabela 3 – Dados da geração solar fotovoltaica.

Empreendimento	Quantidade	Potência (kW)	% do Empreendimento
Em Operação	2.249	1.306.538	0,82%
Em Construção	30	834.316	8,25%
Não Iniciados	32	877.195	10,66%

Fonte: ANEEL (2018).

As maiores instituições de ensino superior públicas contam com geração distribuída para pesquisas tecnológicas e complementação energética. O Brasil apresenta um cenário favorável às pesquisas e instalações fotovoltaicas, com constante procura dessas tecnologias pelo consumidor.

Entre os estados brasileiros, Minas Gerais conta com os maiores índices de unidades consumidoras com geração distribuída, com 6.614 usinas e 16.079 unidades consumidoras, que recebem créditos de geração. Tudo isso com a potência de 107.583,46 kW.¹

¹ Em segundo lugar está o Estado de São Paulo, com 6.306 usinas e 6.864 unidades consumidoras, que recebem créditos de geração. (ANEEL, 2018)

Quanto às unidades consumidoras conectadas à rede, apenas na cidade de Uberlândia há 4.106,89 kW de potência instalada, contando com 574 unidades que recebem créditos de geração por conexão com a rede elétrica. A potência gerada no Município se divide em residencial (44,92%), comercial (25,25%), industrial (17,54%), rural (7,54%) e Poder Público (4,74%)².

Com essas informações, é possível observar que o mercado fotovoltaico está aquecido no País, além de ser uma tecnologia acessível quando comparada a outras formas de geração distribuída. É neste caminho que anda esta pesquisa, acompanhando o sentido do mercado e contribuindo para a resolução do problema que é comum e é encontrado em todas as plantas: o sombreamento parcial de módulos fotovoltaicos.

1.2 Objetivos

O objetivo deste trabalho é verificar a atuação de uma Rede Neural Artificial como *MPPT* em sistemas fotovoltaicos parcialmente sombreados. Nessa configuração são inseridas entradas variadas no sistema, para verificar se o controle consegue resolver o problema de máximo global, que bruscamente se altera com o sombreamento.

É constatado, por meio de aplicação no programa MATLAB: Simulink (Versão R2017b), que os métodos tradicionais não resolvem esse problema. A rede é, então, testada nos mesmos parâmetros para sua avaliação.

Objetiva-se, também, verificar as estruturas de cada parte do sistema utilizado, deixando descrito o funcionamento de cada componente e como foram alcançados seus parâmetros, inclusive a Rede Neural, com detalhes de formulação e seu código incluídos no apêndice, a fim de facilitar a utilização dos componentes do ponto de vista didático. Dessa forma, é provido um minucioso trabalho a fim de facilitar futuras pesquisas que necessitem dos dados, abrindo precedentes para diferentes configurações que possam ser adotadas para o mesmo sistema. Procura-se, assim, promover a recapitulação da história da energia solar fotovoltaica, contando com um referenciamento bibliográfico retratando o estado da arte.

Finalmente, é realizada uma investigação por partes do sistema em vista, comparando, sempre que possível, com dados fornecidos pelos fabricantes.

No capítulo 1 é mostrada a introdução ao tema, com aspectos legais de incentivo e os objetivos do trabalho. No capítulo 2 são abordados o histórico e a consolidação da energia solar, com uma breve cronologia do assunto e métodos de utilização e instalação de sistemas fotovoltaicos. Já o capítulo 3 descreve todos os componentes utilizados no estudo, com abordagens teóricas e matemáticas de cada parte do sistema. O capítulo 4

² Em relação à Universidade Federal de Uberlândia, é descrito apenas o Hospital de Clínicas, com 30 kW de potência.

traz os testes computacionais feitos na Rede Neural Artificial proposta e as comparações com outros métodos de Controle de Máxima Potência. O capítulo 5 traz as conclusões do trabalho.

Ao final, são apresentadas as referências utilizadas no trabalho e os apêndices, que se compõem de todos os códigos utilizados para os comparadores e da Rede Neural Artificial, assim como seu código de treinamento. Na sequência, são mostradas as publicações que foram realizadas no decorrer deste trabalho.

2 Histórico e consolidação da energia solar

2.1 Considerações iniciais

O sol, como fonte de energia, não começou a ser utilizado apenas de forma contemporânea. Seu uso data desde a Idade Antiga e foi dado de diversas formas. Este capítulo apresenta uma breve introdução de como o sol era visto e utilizado pelos humanos desde a antiguidade até os dias de hoje.

2.2 Evolução da energia elétrica solar

No século XIX, em 1839, o cientista francês Alexandre Edmond Becquerel (não confundir com o ganhador do Prêmio Nobel Henri Becquerel, seu filho) observou o efeito fotovoltaico pela primeira vez enquanto realizava experimento com uma célula eletrolítica composta por dois eletrodos metálicos em uma solução condutora. Becquerel prova que poderia ser gerada maior quantidade de eletricidade quando o experimento era exposto a luz solar. Ele dá o nome do efeito de fotovoltaico, em que a energia dos fótons atinge um material semicondutor e transfere sua energia para um átomo do material semicondutor. É observado, também por Becquerel, que a luz azul tem uma corrente maior gerada. (FRANK, 1999)

Após a primeira observação do efeito fotovoltaico, 34 anos depois, William Grylls Adams e Richard Evans Day descobriram que o Selênio possui a propriedade de produzir eletricidade quando exposto a luz solar. Sendo um elemento sólido, não havia a necessidade de calor ou partes móveis.

Em 1883, Charles Fritts descreve como são feitas as primeiras células de Selênio e obtém a primeira célula de estado sólido, porém o rendimento era de menos de 1% do recebido pelo sol (ASHOK; FONASH; FONASH, 2017). Em um excerto da época:

[...] a visão abençoada do Sol, que já não derrama suas energias não correspondidas no espaço, mas por meio de células fotoelétricas [...] essas potências, se juntas em armazéns elétricos, trarão a total extinção das máquinas a vapor e a repressão da fumaça.

Energia solar nos inundará quando esgotarmos de combustíveis fósseis. (APPLEYARD, 1881) (Tradução: os autores)

Mesmo com a animação de Appleyard (1881) não foram possíveis novas competições contra a queda do preço do carvão. E por isso a tecnologia fotoelétrica foi deixada de lado, com pouca alteração até em 1905.

Após esse tempo de paralisação, houve reanimação da tecnologia com as pesquisas de Einstein sobre o efeito fotoelétrico. (EINSTEIN, 1905)

Desde então, até a década de 1940, os sistemas fotovoltaicos utilizavam Selênio, Óxido de Cobre ou Sulfeto de Tálio como camada de absorção com um metal retificando a saída, porém essa configuração tem rendimento muito baixo.

Em 1941, Russell Ohl descreveu a primeira versão de uma célula solar utilizando uma junção $p-n$, tal como as junções para semicondutores que ele próprio desenvolvera em 1939. Tais junções se formam naturalmente com a solidificação lenta de Silício derretido. Essa nova configuração permitiu a eficiência de 6%.

Com a corrida espacial, o interesse na tecnologia voltou a crescer nos anos 50, quando se propôs a utilização de células fotovoltaicas em satélites. Em 1958, a NASA lançou o satélite Vanguard, utilizando energia das células de Silício, e em 1959 já era apresentada a célula com rendimento de 10%.

Em 1963, no Japão, os primeiros módulos fotovoltaicos se encontravam no comércio.

Com a primeira crise do petróleo, em 1973, a busca por fontes alternativas aumentou novamente. A primeira casa 100% funcional apenas com energia fotovoltaica foi colocada em exposição pela Universidade de Delaware. Na mesma década o modelo da célula evoluiu, agora com cristalografia diretamente aplicada na texturização da camada superior para redução de refletividade.

Na década de 1980 foi instalada no Canadá uma usina solar fotovoltaica com capacidade de 6 MW, e, na Austrália, a primeira célula com rendimento maior que 20%.

A partir daí, a proposta de utilização comercial para residências foi óbvia, dando espaço ao surgimento de legislações específicas para a geração e utilização de energia fotovoltaica em vários países, inclusive com conexão à rede já existente. (LENARDIC, 2015) e (National Renewable Energy Laboratory - NREL, 2017)

2.2.1 O funcionamento de uma fotocélula

A fotocélula se compõe de semicondutores de duas camadas dopadas. O Silício, como tem 4 elétrons na camada de valência (tetraivalente), precisa de energia maior para perder um elétron de valência. Para a dopagem do Silício, é utilizado um átomo de Fósforo ou Arsênio pentavalentes, fazendo com que haja um elétron extra preso apenas por força eletromagnética e pode ser facilmente desprendido. Os elementos pentavalentes utilizados na dopagem são chamados de doadores e formam a camada n .

Por outro lado, a dopagem do Silício com elemento trivalente, como o Boro, Alumínio ou Gálio, faz com que exista a falta de elétrons no material e, por aceitarem elétrons facilmente, são chamados de receptores e formam a camada p .

Para a geração de energia elétrica é necessário que a camada p seja exposta à luz,

que é formada de pacotes ou quantas de energia, chamados fótons. Os fótons bombardeiam toda superfície da célula, transferindo energia para os elétrons, expulsando-os da camada mais afastada do átomo de Silício e se tornando livres. Como a célula é bombardeada por fótons de diferentes comprimentos de onda, por vezes a energia não é suficiente para que o elétron salte, fazendo com que a energia fotônica se torne cinética, esquentando a célula, abordado na Seção 2.3.

A junção das camadas p e n forma a junção $p-n$, que é do tipo gradual. Na região n existem elétrons disponíveis, na região p existe a falta deles. A diferença de concentração faz com que os elétrons na região n difundam-se na p , gerando um potencial que resulta em correntes de n para p .

A radiação solar bombardeia a região n e libera os elétrons livres que são atraídos para a região p , gerando potencial e, conseqüentemente, uma corrente. Isso ocorre porque são criados elétrons livres portadores de carga. O número de carga é proporcional à intensidade da radiação recebida. Sabendo que existe uma junção $p-n$, pode-se simplificar a Equação de uma fotocélula ideal pela Equação 2.1. (KININGER, 2003)

$$I_{cell} = I_{fv} - I_D = I_{fv} - I_0 \left[e^{\left(\frac{q \times V}{k \times T} \right)} - 1 \right] \quad (2.1)$$

Em que

I_{cell} Corrente de saída da fotocélula, em Amperes (A).

I_{fv} Corrente criada pelo potencial gerado de n para p , em Amperes (A).

I_D Equivalência da junção $p-n$ no formato de um semiconductor (diodo), em Amperes (A).

I_0 Corrente de saturação da passagem pela junção $p-n$, em Amperes (A).

q Carga do elétron ($1,6022 \times 10^{-19} C$).

V Potencial gerado de n para p , em Volts (V).

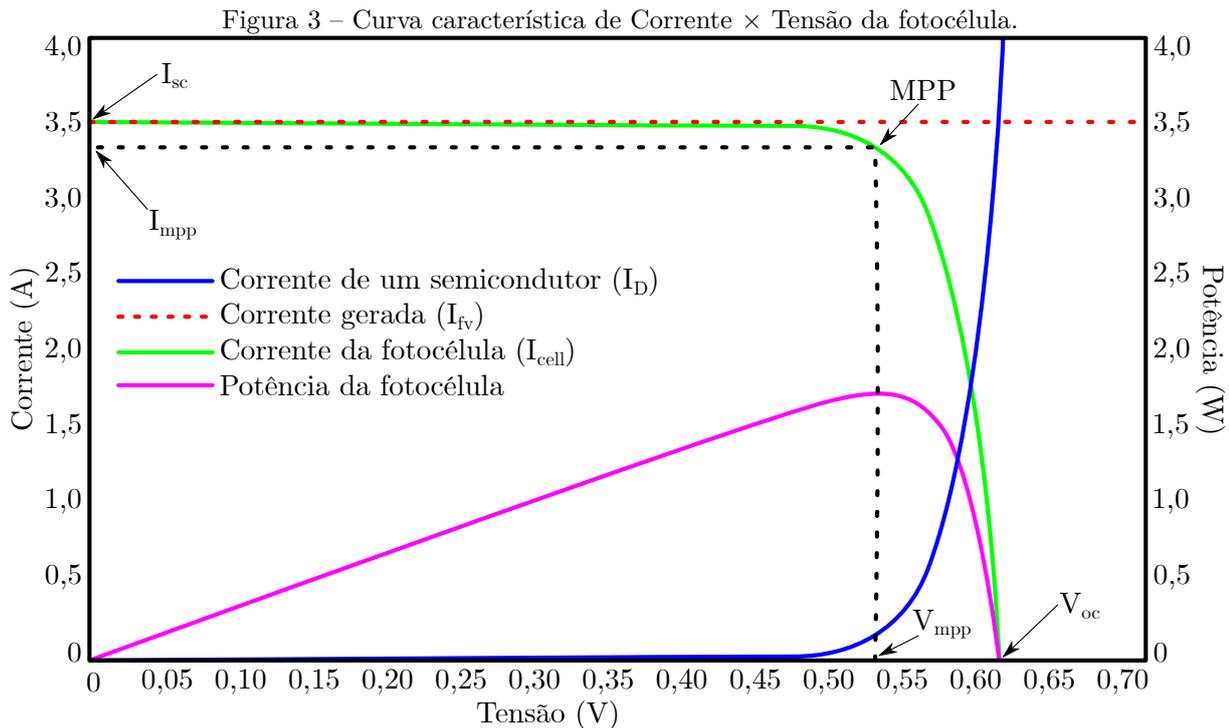
k Constante de Boltzmann¹, em Joule por Kelvin ($1,3806488 \times 10^{-23} J/K$).

T Temperatura da fotocélula, em Kelvin, (K).

Aplicando o circuito ideal de conexão para irradiação fixa e modificando a carga do conjunto, constrói-se a curva de corrente \times tensão da fotocélula, visto na Figura 3.

Com os dados de corrente e tensão obtidos, pode-se traçar a curva característica de potência por tensão da fotocélula, também mostrado na Figura 3, com destaque para os pontos I_{mpp} , V_{mpp} e MPP , que significam, respectivamente, corrente, tensão e ponto de máxima potência (a sigla e o índice mpp , do inglês, *maximum power point*). Há, também, destaques para os pontos I_{sc} e V_{oc} , que são chamados de corrente de curto circuito e tensão de circuito aberto (do inglês, os índices sc , *short-circuit*, e oc , *open circuit*).

¹ Constante física que relaciona temperatura e energia das moléculas, introduzido por Max Planck em 1900-1901. (PLANCK, 1901)



Há de se notar que I_{fv} é constante, como visto na Equação 2.1. Seu valor é diretamente proporcional à irradiação na fotocélula e não sofre alterações com diferentes tensões e temperaturas. Já I_D , quando decomposta na mesma Equação, tem em sua formação valores de tensão e temperatura a se considerar, sendo essa corrente responsável pela curvatura de I_D , no gráfico. Ao se considerar a diferença de I_{fv} por I_D , como visto na Equação, encontra-se I_{cell} . Quando essa diferença passa o eixo horizontal do gráfico, já não há mais sentido essa subtração, já que o meio construtivo da fotocélula é o mesmo de um semicondutor, não havendo correntes inversas naturais pela junção $p-n$ que possam aparecer de forma negativa no gráfico.

Com os dados apresentados, é possível gerar qualquer curva de associação fotovoltaica, somando as correntes para células em paralelo e as tensões para células em série, formando módulos, painéis e, conseqüentemente, *arrays* de painéis².

2.3 Como é montado um sistema fotovoltaico – heliotecnia

Para a projeção correta do sistema fotovoltaico, é fundamental o conhecimento do movimento aparente do Sol, a composição de sua radiação e a atuação da atmosfera terrestre nela, estudo chamado de heliotecnia (do grego, *helio*, relacionado ao Sol; *tecnia*, ofício).

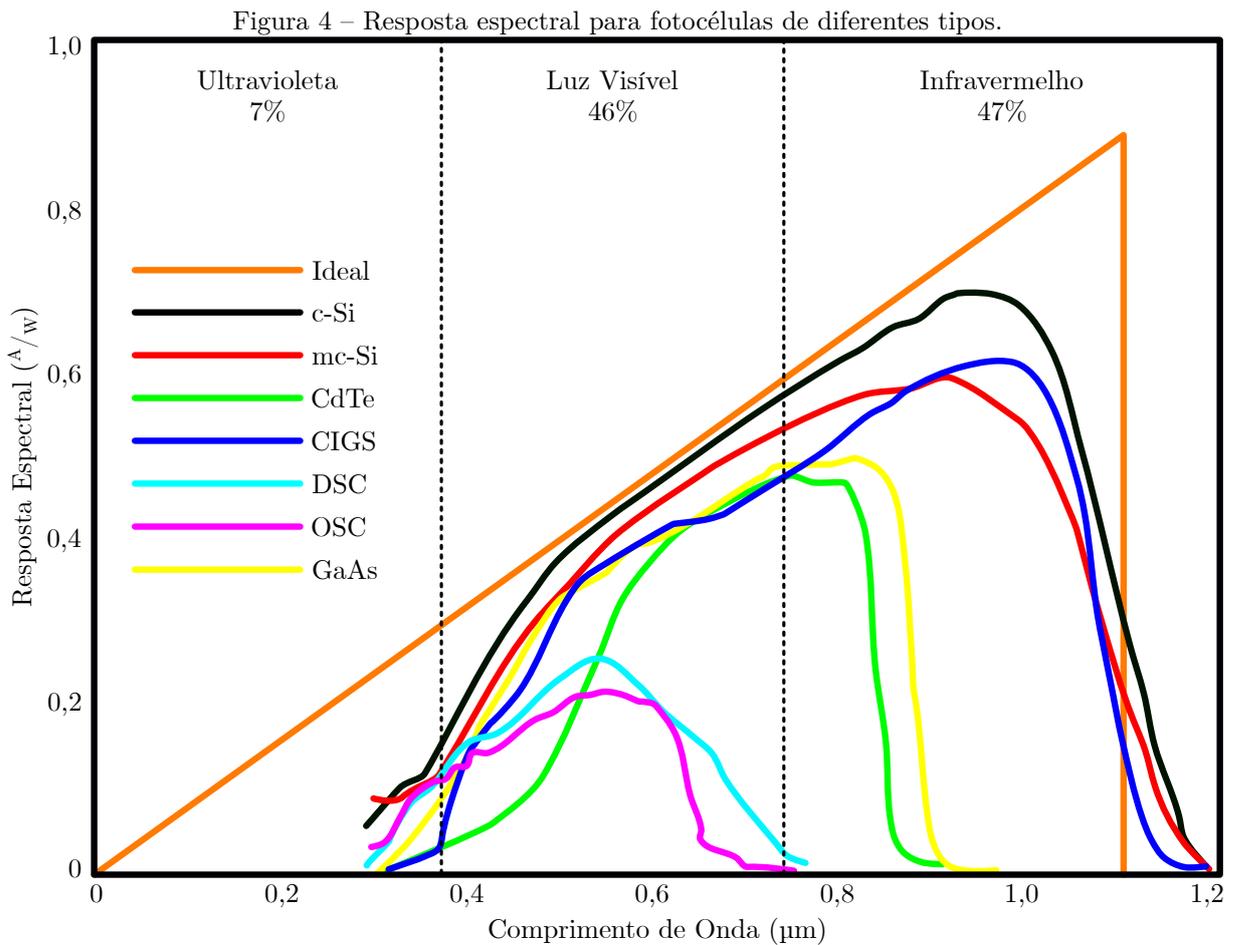
² Nota-se que as curvas características têm o mesmo formato se desconsideradas as resistências parasitas nas associações. Mais informações sobre associações na Subseção 3.5.1.

2.3.1 Espectro solar

A luz solar é formada por um conjunto de radiações eletromagnéticas de alta frequência agrupadas. A radiação solar é um processo de transferência de energia que se propaga na forma de oscilações ondulatórias sincronizadas de campos elétricos e magnéticos. Ondas eletromagnéticas não necessitam de meio físico de propagação.

O espectro eletromagnético é contínuo com ondas eletromagnéticas de todos os comprimentos, porém é normal sua apresentação em subdivisões chamadas de faixas. Para cada comprimento de onda há um uso diferente para seu efeito, na utilização fotovoltaica, são três as faixas utilizáveis: Ultravioleta, Luz Visível e Infravermelho.

Módulos comerciais utilizam o espectro de radiação solar de³ 300 nm a 1,2 μm , como mostrado na Figura 4⁴. As porcentagens mostradas ditam as frações de espectro contido na radiação solar de acordo com o padrão AM 1,5 – *Air Mass Coeficiente*, utilizado para a certificação de módulos comerciais. (Underwriters Laboratories, 2002 – 2004)



Fonte: Honsberg e Bowden (2018) e Stein (2018) (combinação, vetorização e tradução: os autores).

³ Valores menores que 300 nm não constam nas células reais, pois são absorvidos pela camada de vidro que protege as células. (HONSBURG; BOWDEN, 2018)

⁴ O valor de resposta espectral é dado em Ampere produzido por Watt de radiação provinda diretamente de luz.

Em que⁵:

c-Si Silício (mono)cristalino.

mc-Si Silício multicristalino.

CdTe Telureto de Cádmio.

CIGS Seleneto de Cobre (Índio-Gálio).

DSC *Dye-sensitized Solar Cell* – Fotoeletroquímica Sensibilizada por Corante.

OSC *Organic Solar Concentrator* – Concentrador Solar Orgânico.

GaAs Arsenieto de gálio.

A Figura 4 mostra a utilização fotovoltaica dos comprimentos de onda pelas diferentes tecnologias, inclusive, em laranja, da célula ideal teórica e suas respostas espectrais. Em resumo, quanto maiores os valores no eixo vertical, maior é a corrente produzida na célula fotovoltaica para determinado tipo de comprimento de onda.

Como observado pela Figura 4, nem todos os comprimentos de onda são utilizados pelo mesmo tipo de fotocélula e são absorvidos em forma de calor. De acordo com Honsberg e Bowden (2018):

A resposta espectral ideal é limitada em comprimentos de ondas longos pela incapacidade do semicondutor de absorver fótons com energias abaixo do intervalo de banda. Esse limite é o mesmo encontrado nas curvas de eficiência quântica. No entanto, ao contrário da forma quadrada daquelas curvas, a resposta espectral diminui em fótons com pequenos comprimentos de onda. Nesses comprimentos de onda, cada fóton tem uma grande energia e, portanto, a proporção de fótons para potência é reduzida. Qualquer energia acima da energia do *gap* não é utilizada pela fotocélula e, em vez disso, vai para o aquecimento da fotocélula. A incapacidade de utilizar plenamente a energia incidente em altas energias e a incapacidade de absorver baixas energias de luz representa uma perda significativa de energia nas células solares, que consistem de apenas uma única junção p-n. (HONSBURG; BOWDEN, 2018) (Tradução: os autores)

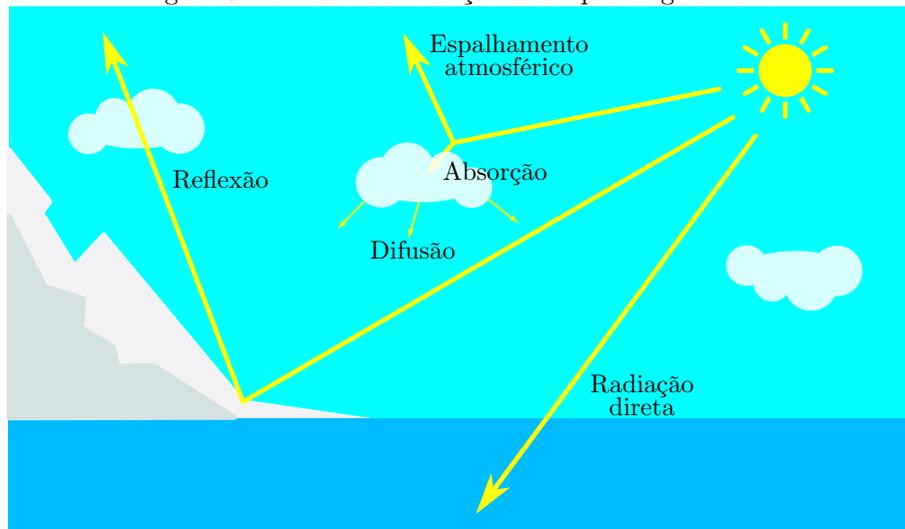
Sendo assim, o primeiro passo para a boa instalação é um local com os valores ideais de resposta espectral \times comprimento de onda para o módulo fotovoltaico em questão, utilizando a tecnologia correta para o tipo de instalação.

2.3.2 Componentes da radiação solar

A radiação solar, quando atinge a atmosfera, sofre interações. O total de radiação que chega ao solo se chama radiação global, e é constituído da radiação solar direta, quando chega diretamente do Sol, da radiação difusa, composta das radiações das demais direções, difundida pelas partículas atmosféricas, e também da radiação refletida (albedo), que é parte da energia recebida sobre a superfície terrestre e refletida (SOLUTIONS, 2015). A Figura 5 mostra a divisão da radiação que chega à Terra.

⁵ Maiores informações sobre os tipos de tecnologia na Seção 2.4

Figura 5 – Divisão da radiação solar que chega a Terra.



Fonte: Solutions (2015) (vetorização: os autores).

2.3.3 Orientação dos módulos

Geralmente os módulos instalados em unidades residenciais e comerciais são fixos. Esse tipo de instalação exige uma adequada inclinação latitudinal nos módulos sempre que o local de instalação não for próximo ao equador.

Essa inclinação deve impor a média anual de radiação solar. No inverno do Hemisfério Sul, por exemplo, o Sol aparenta passar por uma faixa mais ao norte, enquanto que no verão ocorre o oposto. O valor angular ótimo pode ser determinado pela Equação 2.2. (CUNHA, 2013)

$$\alpha = 3,7 + 0,69 \times \phi \quad (2.2)$$

Em que:

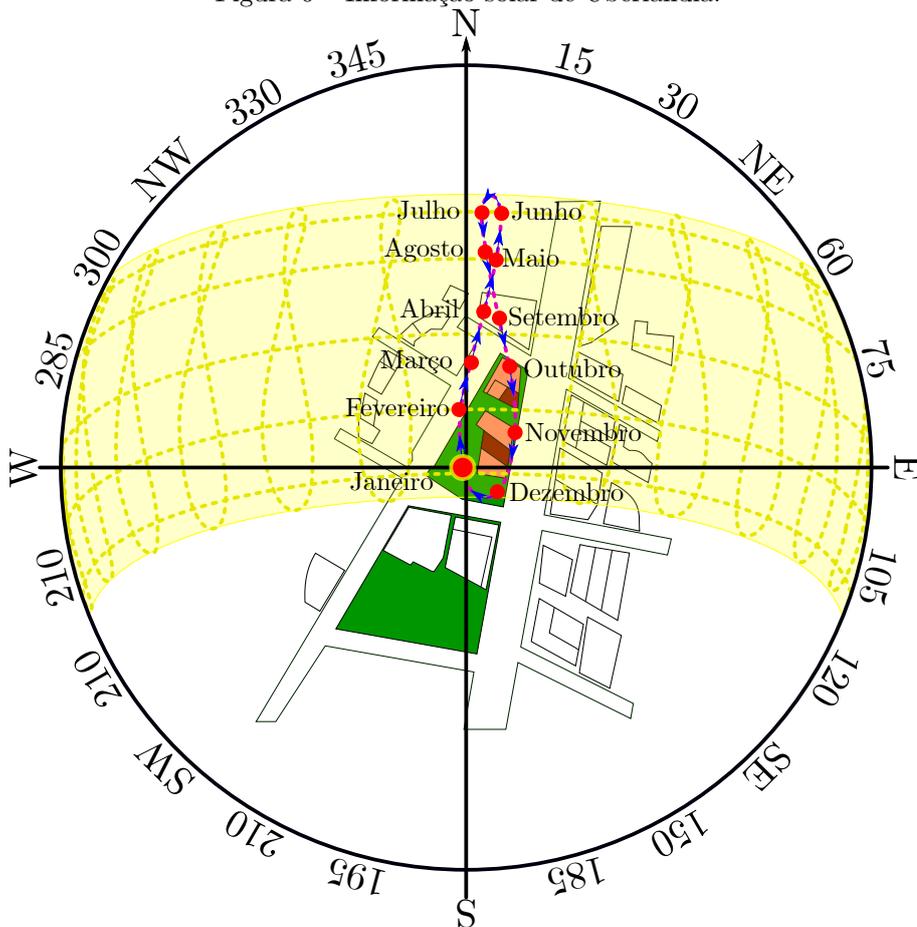
α Ângulo ótimo de inclinação, em graus ($^{\circ}$).

ϕ Latitude local, em graus ($^{\circ}$).

Exemplificando: a Universidade Federal de Uberlândia tem a latitude de $18^{\circ} 55' 05.2''$ Sul, ou 18.918115° . Com a aplicação da referida Equação, chega-se ao valor de $16,7535^{\circ}$, ou $16^{\circ} 45' 12.6''$, de inclinação em direção ao norte geográfico.

A Figura 6 mostra como se estabelece, anualmente, o passar do sol pela cidade de Uberlândia/MG. A faixa amarela mostra onde passa o Sol de leste para oeste. Nota-se a amplitude dessa faixa, com a média próxima ao valor calculado de 16° . As curvas pontilhadas são chamadas de analemas e representam onde o Sol estará no mesmo horário por todos os meses do ano. (MARSH, 2014)

Figura 6 – Informação solar de Uberlândia.



Fonte: Marsh (2014) (vetorização: os autores).

2.3.4 Instrumentos de medição de auxílio

Os dados de estudos sobre instalações fotovoltaicas devem ser armazenados para que seja definida a viabilidade do sistema. Geralmente esses dados são retirados de estações meteorológicas próximas que já mantêm o histórico de vários anos, mas colhidos com instrumentação própria, a exemplo dos instrumentos referidos a seguir. (Kipp & Zonen B.V., 2016)

O **piranômetro** é um instrumento utilizado para medir a radiação solar. Seu funcionamento ocorre nas medições e, conseqüentemente, na diferença da temperatura entre setores que são pintados de preto e branco. Um vidro isola os sensores de fatores externos, deixando a medição relativamente precisa.

O **pireliômetro** mede a radiação direta do Sol. Em contraste com o piranômetro, o sensor é localizado na base de um tubo alinhado com a direção dos raios solares, bloqueando a radiação difusa. O tubo deve sempre estar voltado para o Sol, devendo ser montado num dispositivo que faz o seu seguimento.

O **pirgeômetro** é um equipamento que mede a radiação solar na banda infraver-

melha, que faz parte de 47% da radiação que chega à superfície. É importante que haja essa medição, pois os módulos aproveitam essa radiação para a geração de energia, como visto na Figura 4.

Na banda oposta há o **UV Radiômetro**, que mede a radiação ultravioleta. Porém, não é muito comum em instalações fotovoltaicas, já que não há utilização desse tipo de espectro para a geração de energia elétrica.

O **medidor de banda escura** é utilizado para a medição de radiação difusa, que é dispersada pela atmosfera. A aplicação é simples: uma faixa escura é colocada sobre um piranômetro, sombreando-o. A radiação direta é bloqueada pela faixa, fazendo com que o aparelho apenas meça o valor da radiação difusa do ambiente. A faixa é instalada no sentido Leste-Oeste, deixando o equipamento sempre na penumbra, evitando a radiação direta. Como visto na Seção 2.3.3, ao longo do ano o Sol desloca-se Norte-Sul, fazendo com que a faixa seja ajustada para diferentes épocas do ano, de forma automática ou manual – o que é possível pela grande faixa de tempo de meses entre um ajuste e outro.

O **albedômetro** mede parte da luz solar refletida pela superfície local, reflexão essa chamada de albedo. A medição consiste em voltar um piranômetro para o solo a uma altura de 1,5 metros e ao menos a uma distância dez vezes maior de qualquer objeto com a mesma altura.

O **seguidor solar** faz exatamente o que seu nome diz, segue a localização do Sol com precisão. Esse instrumento, além de ser utilizado para criar os mapas da Figura 6, é utilizado em sistemas móveis solares, que contam com motores para girar o módulo em direção ao Sol.

Fabricantes estão apresentando todos esses instrumentos em *all-in-one system* (sistema composto por todos em um, com todos os equipamentos inclusos para as medições solares), para a instalação de módulos fotovoltaicos.

2.4 O que esperar do futuro

Os materiais que compõem as fotocélulas são diversos, vistos, de forma breve, na Figura 4, com as siglas da legenda e sua absorção de banda. Eles estão normalmente divididos entre:

- Células de multijunção:
 - Treliça malhada
 - Metamórfica
 - Invertidas
 - Três junções
 - Duas junções

- Quatro ou mais junções
- Células de uma única junção de $GaAs$ (Arsenieto de Gálio)
 - Cristal único
 - Cristal de Filme Fino
- Silício cristalino
 - Cristal único
 - Policristalino
 - Hétero estruturas de Silício com camada intrínseca fina (*Heterojunction with Intrinsic Thin-Layer* – HIT).
 - Cristal de Filme Fino
- Outras tecnologias de Filme Fino
 - CIGS ($CuIn_{1-x}Ga_xSe_2$ – Seleneto de Cobre (Índio-Gálio))⁶
 - CdTe (Telureto de Cádmio)
 - Silício amorfo estabilizado
- Tecnologias emergentes
 - Sensibilizadas por corantes
 - Perovskita ($CaTiO_3$ – Óxido de Cálcio-Titânio)
 - Orgânicas
 - CZTSSe ($Cu_2ZnSnS_xSe_{4-x}$ – (sulfosseleneto) de Cobre-Zinco-Estanho)⁷
 - Pontos Quânticos

A Figura 7 mostra o retorno financeiro de instalação de diversas tecnologias na Alemanha. Já a Figura 8 apresenta as tecnologias existentes e o seu período de disponibilização. Nota-se o uso de concentradores solares em algumas das tecnologias; isso significa que há o uso de lentes e espelhos, além de um sistema de refrigeração, para o aumento artificial da eficiência.

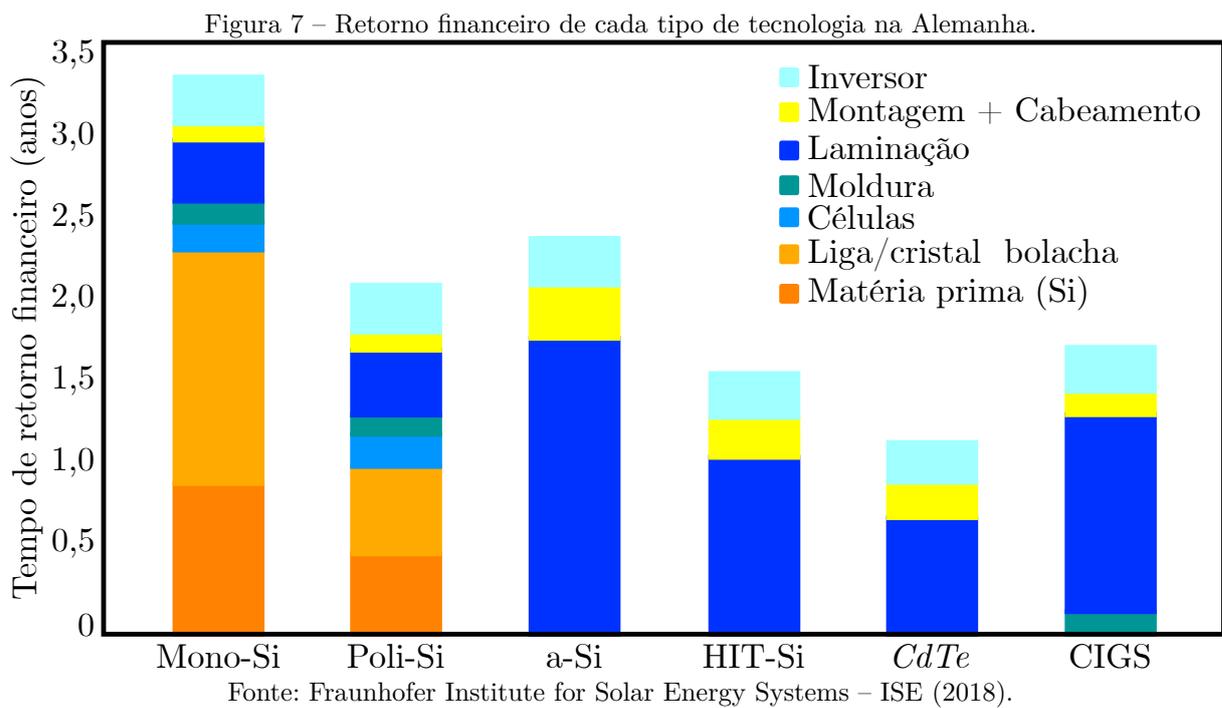
A análise conjunta das duas Figuras é crítica para exemplificar como o valor influencia no desenvolvimento de uma tecnologia. O exemplo mais marcante é o de Silício Monocristalino: ele tem a capacidade de ser bastante eficiente (em roxo na Figura 8),

⁶ x pode ser 0 ($CuInSe_2$ – Seleneto de Cobre-Índio puro) ou 1 ($CuGaSe_2$ – Seleneto de Cobre-Gálio puro).

⁷ x pode ser 0 ($Cu_2ZnSnSe_4$ – Seleneto de Cobre-Zinco-Estanho puro), 4 (Cu_2ZnSnS_4 – Sulfeto de Cobre-Zinco-Estanho puro) ou 1, 2 e 3 ($Cu_2ZnSn(SSe)_4$ – Sulfosseleneto de Cobre-Zinco-Estanho).

portanto, a pesquisa nesse campo é contínua, mas como o retorno financeiro é mais demorado, comparado com outras tecnologias, novos formatos são criados e abandonados com o tempo.

Já as de *CdTe* (em verde com amarelo na Figura 8), mesmo com eficiência média, têm o retorno mais rápido; então a tecnologia é estudada e aprimorada continuamente.



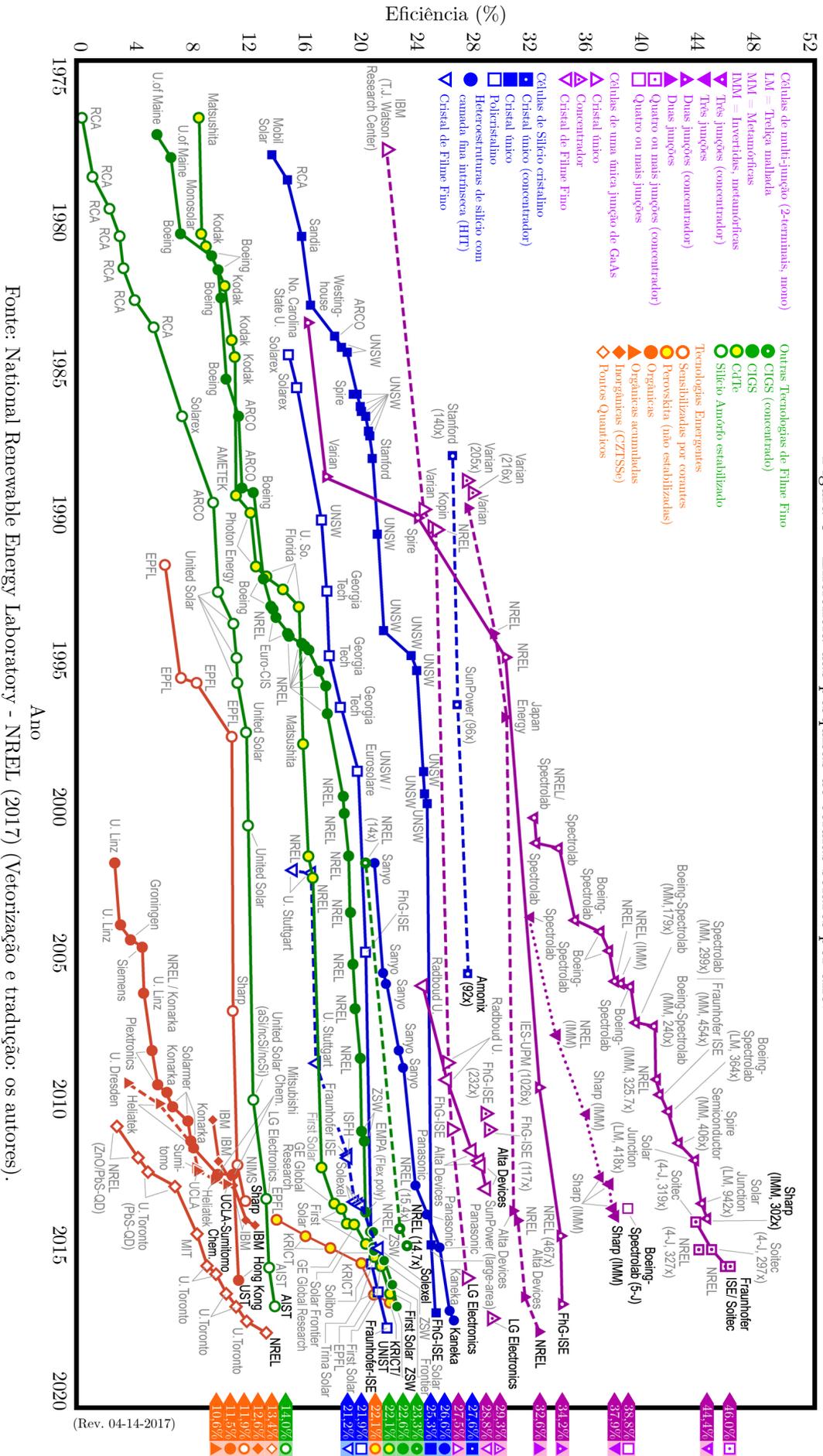


Figura 8 – Eficiência das pesquisas de células solares por ano.

Fonte: National Renewable Energy Laboratory - NREL (2017) (Vetorização e tradução: os autores).

2.4.1 Células de multijunção

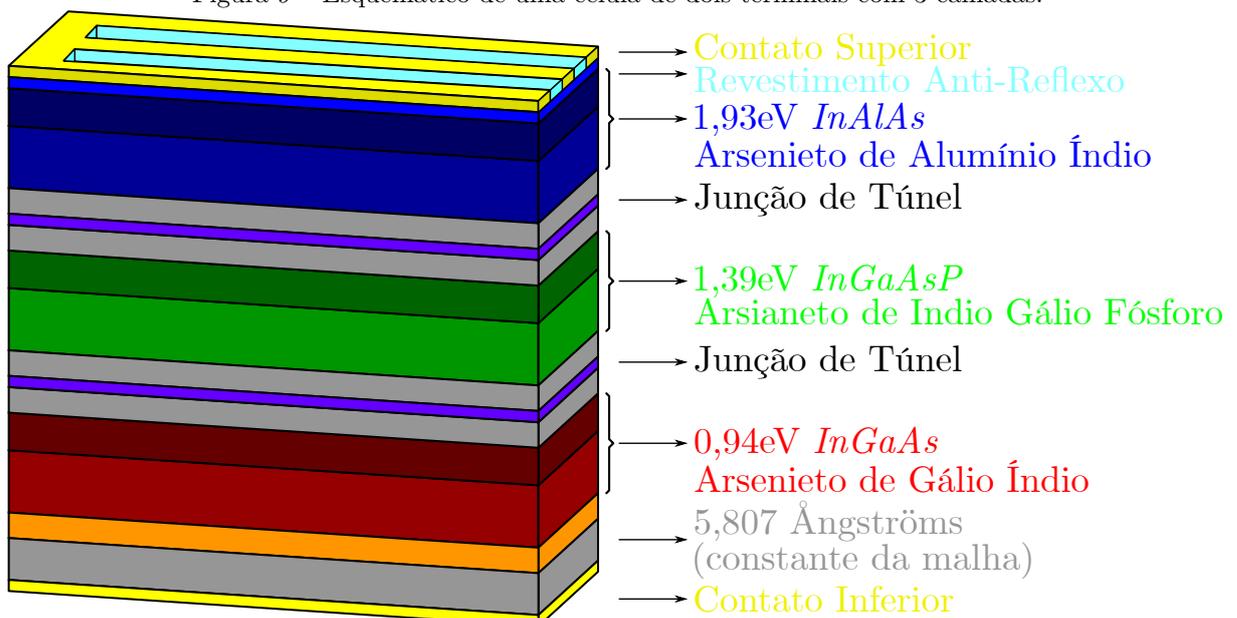
Células que operam por meio de multijunções têm mais de uma junção $p-n$, de diferentes materiais, para que se tenha diferentes bandas de energia a serem utilizadas pela célula. As células solares de multijunções são dispositivos promissores para converter eficientemente a luz solar em eletricidade.

Em células solares de multijunções, cada junção ou subcélula absorve e converte a luz solar de uma região específica do espectro. As subcélulas podem ser empilhadas umas em cima das outras, de modo que a luz do sol atinja a primeira camada de absorção de espectro mais alto, que utiliza a luz com os comprimentos de onda mais curtos (ou energias mais altas). Os comprimentos de onda mais longos passam através da primeira camada e atingem as camadas inferiores.

Esse arranjo oferece vantagem significativa sobre as células solares de junção única porque todos os comprimentos de onda estão contemplados pela multijunção. Em teoria, uma célula solar de “junção infinita” teria eficiência máxima de quase 87%, mas, para chegar a esse nível, as células solares de multijunções não precisam apenas de múltiplas camadas, precisam também de materiais semicondutores ideais para fornecerem a combinação de intervalos de bandas que cubram o máximo possível do espectro solar. (LEITE et al., 2013)

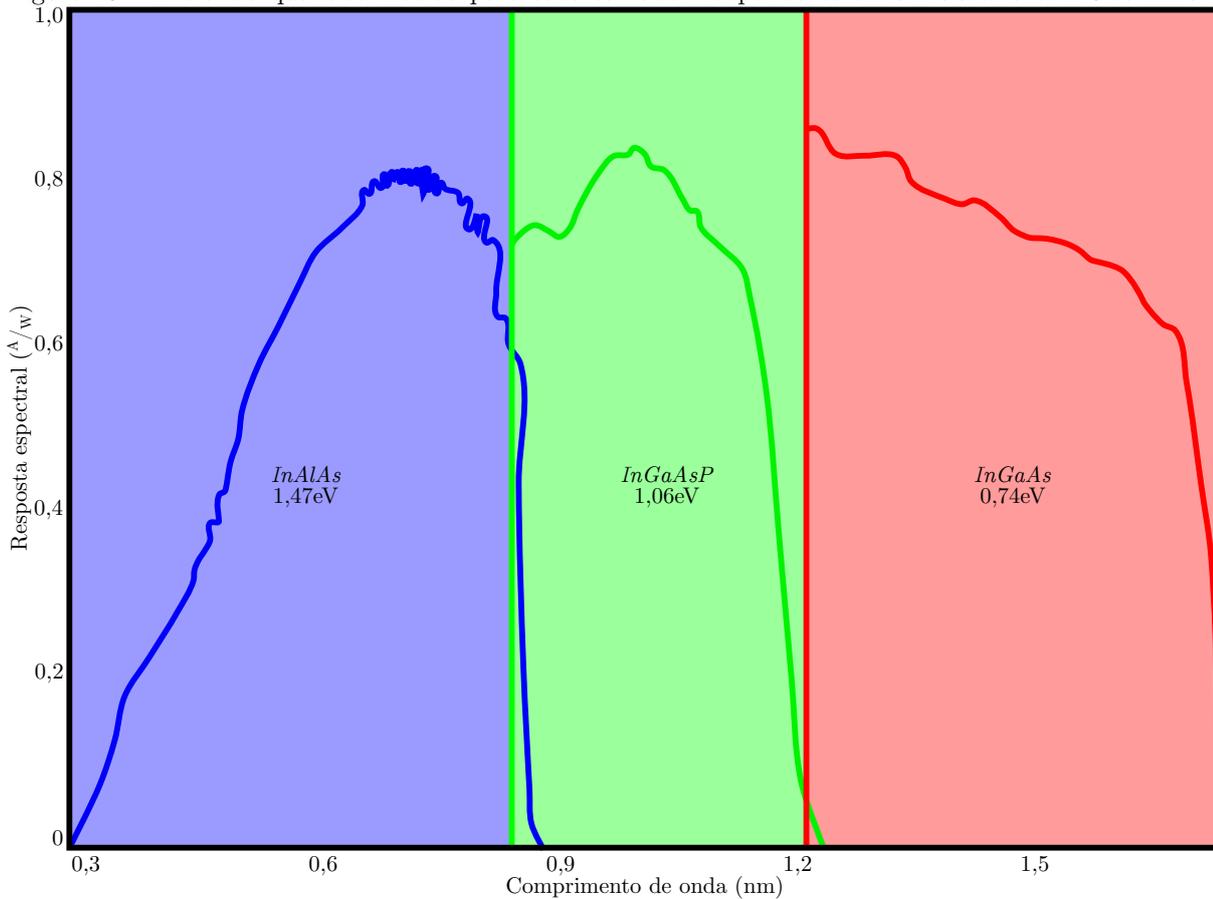
A Figura 9 mostra como é uma célula composta por três camadas, e a Figura 10, a banda de absorção do conjunto. No espectro, onde um composto falha em utilizar o comprimento de onda, outro toma o seu lugar, otimizando a absorção. Onde uma célula de *InAlAs* conseguiria utilizar apenas 0,3 a 0,9 nm, sua junção com *InGaAsP* contempla de 0,3 a 1,2 nm. Um conjunto com mais de uma junção de *InGaAs*, contempla de 0,3 a 2 nm.

Figura 9 – Esquemático de uma célula de dois terminais com 3 camadas.



Fonte: Leite et al. (2013).

Figura 10 – Eficiência quântica medida para cada camada independente em um sistema com 6 terminais.



2.4.2 Arsenieto de Gálio

O Arsenieto de Gálio é um composto químico sintético utilizado em compostos eletrônicos, como circuitos integrados com micro-ondas, LEDs, diodos infra-vermelhos, vidros ópticos e células fotovoltaicas. Sua utilização implica alto custo, mas também alta eficiência.

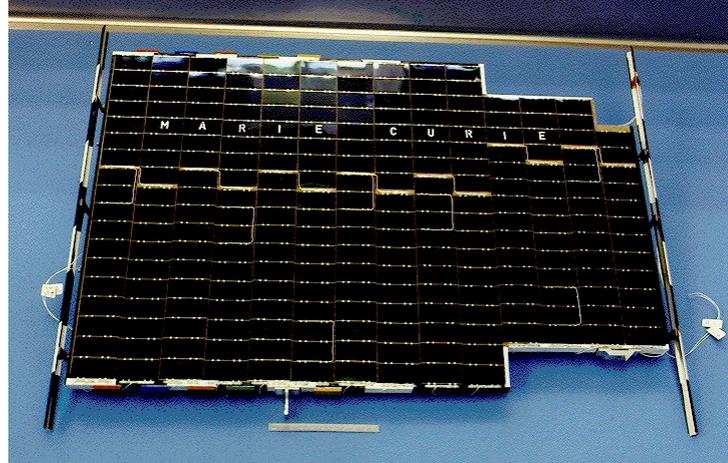
A primeira utilização fotovoltaica em escala considerável foi na sonda Venera 3, missão espacial lançada em 1965 pela União Soviética para a exploração de Vênus. Essa utilização é devida ao Arsenieto de Gálio ter maior performance em altas temperaturas. Por aguentar tais temperaturas (e radiação), é utilizado nas sondas *Spirit* e *Opportunity* que exploram Marte. (YABLONOVITCH; MILLER; KURTZ, 2012)

Esse componente também detém o recorde de eficiência de células de junção única de 27,5% sem o uso de concentradores.

A Figura 11 mostra como é uma pequena placa de Arsenieto de Gálio utilizado em missões interplanetárias. De acordo com o manual da missão, cada célula tem 2x4 cm e uma profundidade de 5,5 mm. A eficiência foi dada como maior que 18%. O conjunto é composto de 13 células em paralelo por 18 células em série, totalizando 16,5 W em Marte ao meio dia (45 W na Terra) e temperatura de operação de -140 a 110 °C. (EVANS;

WALLACE, 1997)

Figura 11 – Micropainel fotovoltaico utilizado na *Mars Pathfinder – Sojourney*.



Fonte: Evans e Wallace (1997).

2.4.3 Silício cristalino

O Silício cristalino é a forma predominante de geração fotovoltaica no mercado. Esse tipo de tecnologia tem capacidade instalada de mais de 270 GW em todo o mundo, e se divide em monocristalino e policristalino (contando com *HIT*), e fitas de cristais.

A tecnologia monocristalina tem um único cristal de Silício na célula, enquanto que na policristalina são aplicados múltiplos grânulos de cristal para a formação de uma célula.

O Silício cristalino é composto de lingotes de cristais que são combinados em pastilhas. O processo de cristalização do Silício consome grande quantidade de energia, principalmente na fabricação do Silício monocristalino.

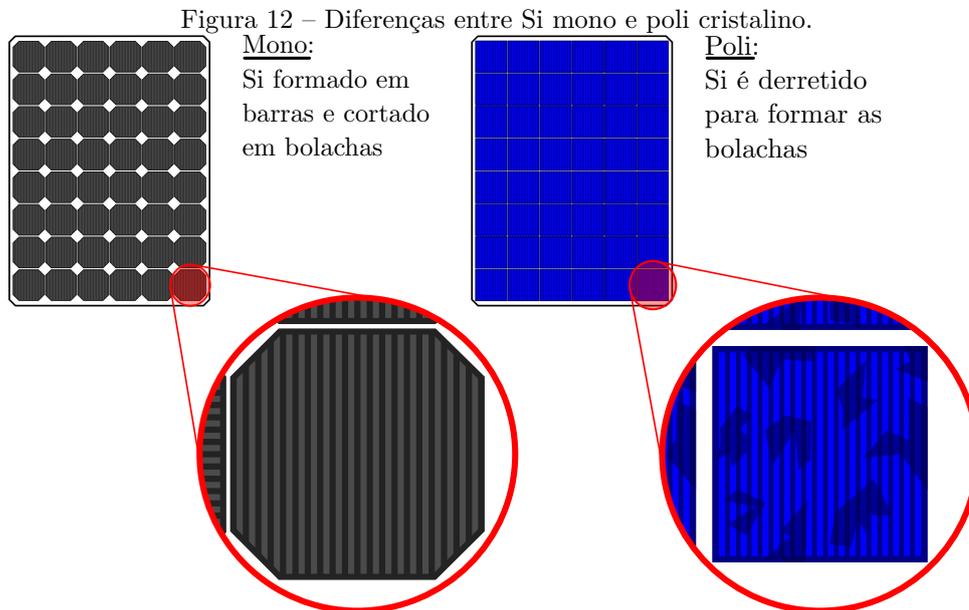
Pouco desenvolvidas e quase não comercializadas são as fitas de Silício, que são cristalizadas diretamente em folhas e podem ser cortadas e combinadas.

A estrutura da célula de Silício cristalino é composta de uma bolacha dopada do tipo *p* com textura artificial para maximizar a captura de luz, sendo impressa uma camada do tipo *n* em sua superfície. Os contatos metálicos são aplicados por serigrafia na parte superior, em forma de grade, e inferior, em camada única.

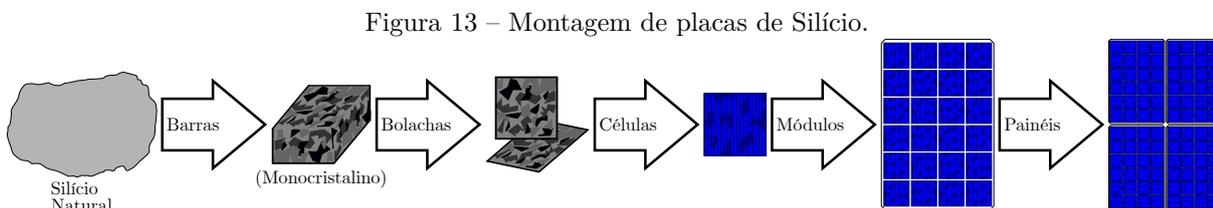
O Silício policristalino predomina no mercado por ser mais econômico; porém, o resultado obtido é de qualidade inferior e era considerado que sua vida útil era menor. Novos estudos sugerem que a vantagem obtida no preço da fotocélula é o suficiente para deixá-la mais rentável para o consumidor final.

A eficiência de células obtidas em Silício policristalino (18%) é ligeiramente mais baixa do que aquela obtida em Silício monocristalino (19%).

A Figura 12 mostra a diferença entre os tipos de células de Silício. Já a Figura 13 mostra como são os conjuntos de Silício, bem como seu acúmulo para formar componentes maiores.



Fonte: Schoder (2018) (Vetorização e tradução: os autores).



Fonte: os autores.

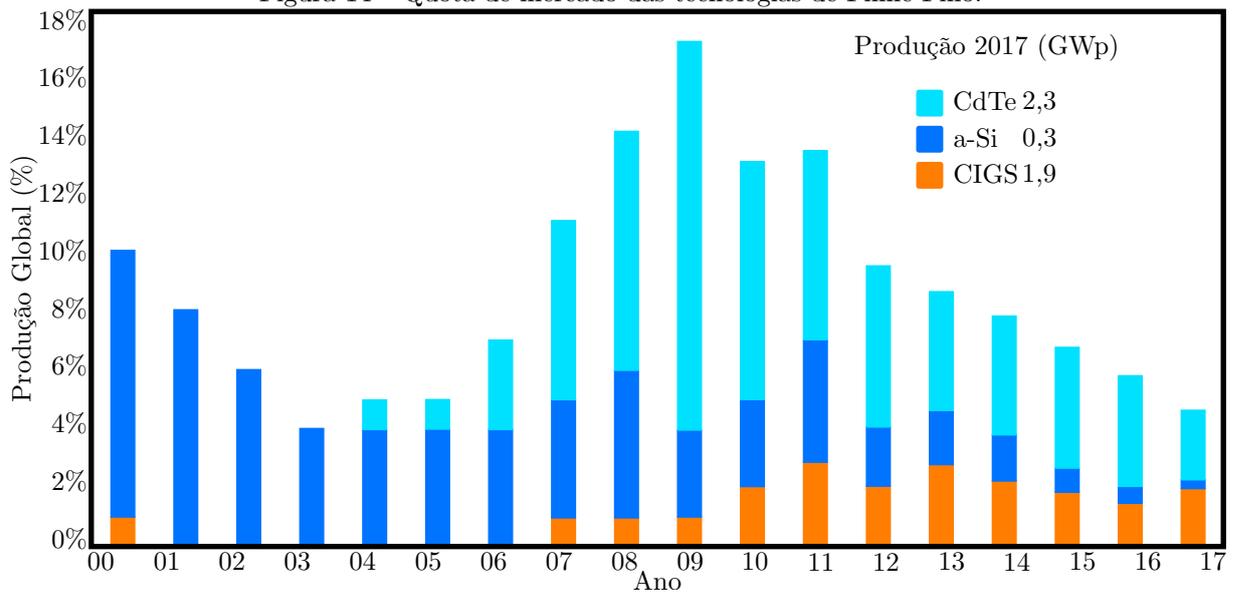
2.4.4 Filme Fino

As tecnologias de filmes finos são compostas por depósitos de materiais semicondutores diretamente sobre bases que podem ser rígidas ou flexíveis. A forma de fabricação permite um produto mais barato, já que a impressão do material semicondutor pode ser feita utilizando pouco material.

A utilização das tecnologias de filme fino é baseada em materiais como o Silício amorfo hidrogenado (a-Si:H), o telureto de Cádmio (CdTe) e o disseleneto de Cobre-Índio-Gálio (CIGS).

Módulos de Filme Fino são relativamente novos no mercado, sendo a participação de sua tecnologia mostrada na Figura 14. Nota-se a diminuição do uso de Filme Fino nos anos mais próximos, provinda tanto de uma diminuição do interesse comercial quanto da emergência de outras tecnologias.

Figura 14 – Quota de mercado das tecnologias de Filme Fino.



Fonte: Leite et al. (2013).

2.4.5 Emergentes

As tecnologias solares emergentes contam com rendimento menor que outras, mas como alternativas aos materiais utilizados atualmente. São componentes desse grupo de células solares: Ponto Quântico, CZTSSe, orgânicas simples, orgânicas compostas, do tipo Perovskita e que são sensibilizadas por corantes. (BISQUERT, 2018)

A célula do tipo Ponto Quântico usa oito camadas de pontos quânticos coloidais para capturar de forma eficiente grande gama do espectro solar. A célula conta com pontos de metal sobre a superfície frontal, que são os eletrodos ligados à cada camada. A padronização do material celular se deve à técnica de fundição utilizada.

Células orgânicas compostas absorvem faixa maior de espectro solar, enquanto as células orgânicas simples utilizam banda menor de radiação.

As células inorgânicas (CZTSSe) foram iniciadas em 2009 e não obtiveram avanço desde 2012. Com a abundância dos materiais que a compõem, é a alternativa mais barata às tradicionais células utilizadas no mercado.

Células sensibilizadas por corantes são as mais antigas do grupo de emergentes, datam de 1991 e são sensibilizadas em uma tentativa de aproveitar melhor o espectro solar.

As células com maior rendimento são as de Perovskita, mineral relativamente raro de Óxido de Cálcio e Titânio. Existente na natureza no formato de cristais pseudocúbicos, são utilizados como supercondutores.

As desvantagens da utilização de células emergentes se dão à necessidade de utilização de concentradores solares com unidades de resfriamento para que sejam atingidas eficiências altas, não possibilitando a sua utilização comercial.

3 Componentes e princípios utilizados

3.1 Considerações iniciais

Neste capítulo são apresentados os dados teóricos do trabalho que foram acumulados para sua finalização. Inicialmente, faz-se uma breve explanação quanto aos programas que possibilitaram a confecção da tese. Posteriormente, dá-se a visão geral do sistema estudado e seus objetivos. As entradas do sistema são, então, apresentadas e se inicia a teoria sobre os arranjos de módulos fotovoltaicos.

Cada *MPPT* utilizado como comparador é apresentado com seu respectivo fluxograma e formulações. Apresenta-se a explicação do conversor CC do tipo *Boost* e seus componentes, além de detalhes de modulação por largura de pulso e conexões de entrada e de saída. Por fim, a rede neural é aberta e cada passo é comentado para melhor entendimento de seu funcionamento.

3.2 Programas utilizados

Foram utilizados alguns programas computacionais que auxiliaram e possibilitaram o desenvolvimento desta pesquisa. Como já declarado na Seção 1.2, o Programa MATLAB: Simulink (Versão R2017b) consta com parâmetros de inúmeros módulos fotovoltaicos separados por fabricante e com opções de quantidade e capacidade organizacional, além de toda biblioteca do *SimPowerSystem*, que oferece inúmeros componentes eletrônicos utilizados no sistema elétrico proposto. A utilização do MATLAB: Simulink (Versão R2017b) foi escolhida por afinidade no seu manuseio.

Foi desenvolvido um programa para o treinamento da Rede Neural Artificial em *C++*, utilizando a plataforma *MinGW*, buscando melhor treinamento e tratamento de entradas, neurônios e saídas exportáveis.

Todas as respostas gráficas geradas das simulações foram exportadas para o Programa *Inkscape*, para melhor visualização e possibilidade de comparação entre esses resultados por ponto a ponto e vetorização das imagens.

As imagens e os fluxogramas foram remodelados e vetorizados com o Programa *Inkscape*. Todas as imagens desta tese foram exportadas em formato *Portable Document Format* (*PDF*, do inglês, formato de documento portátil) para que ficassem com a melhor qualidade possível, inclusive os gráficos, que foram exportados de sua plataforma original utilizando a ferramenta de exportação *export to figure* em formato *Scalable Vector Graphics* (*SVG*, do inglês, gráficos vetoriais escalonáveis).

O texto foi editado em \LaTeX , utilizando a classe abnTeX2 para melhor experiência visual e de formatação, assim como para otimização do referenciamento de documentos acadêmicos e profissionais.

3.2.1 O Programa *MATLAB* e a Plataforma *Simulink*

O Programa *MATLAB*, que significa *matrix laboratory*, ou laboratório matricial, é um ambiente de trabalho desenvolvido pela *Math Works*, com análises interativas e programação direta. De acordo com o fabricante, o *software* é capaz de diversas soluções, com destaques para análise de dados, inclusive de *big data* (do inglês, grandes dados, utilizado na internet das coisas), *machine learning* (do inglês, aprendizado de máquina) e produção analítica, comunicação *wireless* e simulações de sistemas, *deep learning* (do inglês, aprendizado profundo), visão computacional, processamento de sinais, funções quantitativas e gerenciamento de risco, robótica e sistemas de controle. Como a linguagem utilizada no *MATLAB* é do tipo matricial, é possível uma expressão mais natural da matemática computacional.

O programa foi desenvolvido inicialmente por Cleve Moler, em meados da década de 1970. Em 1983 Jack Little foi apresentado ao ambiente e, percebendo o potencial comercial, se juntou a Moler para reescrevê-lo em *C* e fundar a *Math Works*, em 1984.

A plataforma *Simulink* é um ambiente gráfico para o desenvolvimento de modelos dinâmicos com diversos domínios. É utilizado, principalmente, em controle e automação e processamento de sinais. Diversos pacotes foram adicionados ao sistema, possibilitando análises elétricas, hidráulicas e mecânicas de forma conjunta e, por vezes, mais rápidas que um sistema real. (MATHWORKS, 2018)

3.2.2 *Visual Studio* e o desenvolvimento de uma Plataforma de Treinamento

No início, o programa de treinamento da Rede Neural Artificial (*RNA*) utilizado para o desenvolvimento da pesquisa foi o MinGW. Posteriormente, foi feito um programa inicial para teste de protótipo computacional em *C++* com plataforma gráfica e de inserção de dados dos módulos existentes no *MATLAB: Simulink* (Versão R2017b). Como apresentado adiante, o uso do protótipo se mostrou bem sucedido, porém a sua forma está fechada para outros tipos de sistemas, podendo ser utilizado apenas para os dados e quantidades do sistema teste escolhido.

O *Visual Studio* 2017, em sua versão *Community*, foi utilizado como plataforma de desenvolvimento de um programa de treinamento de uma *RNA* de forma genérica para qualquer sistema. A intenção era abrir o programa de treinamento para quaisquer quantidades de módulos e fabricantes a fim de gerar os pesos necessários para sua utilização. A linguagem utilizada foi *C++*.

O *Visual Studio* é um ambiente da *Microsoft* para desenvolvimento de software às

linguagens VB, C, C++, C# e J#. A edição *Community* é gratuita e similar à *Professional*, porém orientada para desenvolvedores individuais e pequenas equipes. Para pessoas físicas, o seu uso é ilimitado, enquanto que às organizações são permitidos os usos em ambientes de sala de aula, para pesquisas acadêmicas ou para contribuir com projetos de código aberto, não sendo permitido o seu uso em organizações com mais de 250 computadores. (MICROSOFT, 2017)

A escolha do *Visual Studio* para esta tarefa foi por facilidade do desenvolvedor na montagem da plataforma gráfica de controle, onde o *MinGW* exige o *WXWidgets* para geração do código de plataforma gráfica.

A Figura 15 mostra o protótipo desenvolvido.

Figura 15 – Protótipo computacional de treinamento.

Um protótipo de interface gráfica para treinamento de uma rede neural. O formulário contém os seguintes campos e controles:

Taxa de aprendizagem:	0.01
Momento:	0.5
Precisão:	0.01
Número de Neurônios na Camada Oculta:	20
Máximo de Ciclos:	100000

Ciclo=**100000** Erro=**0.412**

Botões: Dados de Entrada, **Treinar**, Pesos

Fonte: os autores.

3.3 O sistema estudado e objetivos pretendidos

O sistema de estudo foi composto pela conexão de um conjunto gerador fotovoltaico com um sistema de controle de tensão, qual seja, conversor de corrente contínua para corrente contínua do tipo elevador de tensão, ou conversor *CC-CC Boost*. Com esse sistema montado, o controle do chaveamento do conversor foi feito por um seguidor do Ponto de Máxima Potência (*Maximum Power Point Tracking - MPPT*), comparado para diversos tipos de sistemas, inclusive com conexão a inversor e rede.

A ideia principal do trabalho foi o desenvolvimento de um controlador com *RNA* capaz de resolver um problema de associação que sistemas clássicos de controle não suportam, utilizando diversos *MPPTs* para sua validação. O problema em questão é o sombreamento parcial do sistema com módulos em série, em que há diminuição da potência

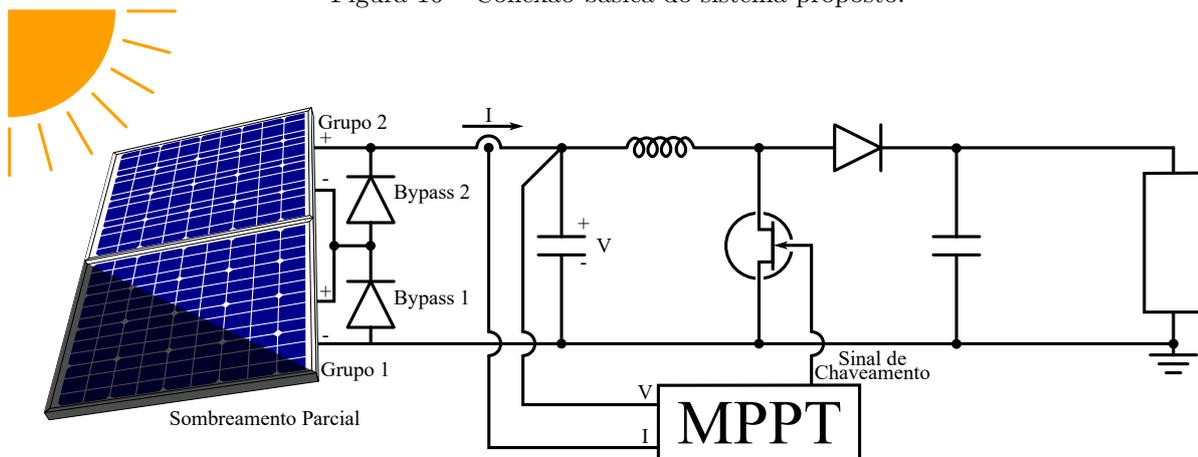
em parte dos módulos, havendo troca de máximo global no meio da curva de potência por tensão.

Mudanças bruscas de máximo global não são percebidas por modelos clássicos de *MPPT*, porém, com treinamento extensivo, espera-se ter um padrão de pesos que sempre obtenha máximos globais, independentemente do número de módulos utilizados e da irradiação do sistema.

O foco principal, vê-se, foi o controle do sistema CC-CC; mas a conexão à rede foi feita com caráter complementar. A utilização foi feita com inversor simples de seis chaves trifásicas com controle de corrente, PLL (*Phase Locked Loop*, em português, Malha de Controle de Fase) e filtro passivo de acoplamento. Apesar de ser necessária a repetição do treinamento para obtenção do resultado favorável, a simples conexão não trouxe maiores problemas de treinamento. Isso confirma que há vantagens comerciais na utilização de *RNA*.

A Figura 16 mostra a conexão básica proposta com o bloco de *MPPT*, representando a *RNA* treinada para controlar o sistema.

Figura 16 – Conexão básica do sistema proposto.



Fonte: os autores.

3.4 Condições e entradas do sistema

Um módulo fotovoltaico depende, principalmente, de duas entradas físicas determinantes: a irradiação (exposição à radiação) sobre suas células e a temperatura do módulo. Sendo assim, foram consideradas nas simulações as entradas de temperatura e de irradiação solar diretamente acopladas nas entradas do arranjo solar.

A definição do padrão de testes de placas fotovoltaicas, definido pela *UL 1703/2004*, em seu item 2.17, determina que devem ser testadas pelo fabricante as placas com irradiação de 100 mW/cm^2 , ou 1.000 W/m^2 , e temperatura de $25 \text{ }^\circ\text{C}$. Tais padrões foram utilizados

para se ter uma resposta mais realista do sistema, dando a preferência para dados menos constantes, porém próximo dos padrões definidos.

Um sistema sombreado pode ser representado quando há uma ocorrência natural, como representado nas Figuras 17, 18 e 19. De forma local, a Figura 20.

Figura 17 – Máquina de cigarros sombreada por um toldo de loja em Kassel – Alemanha.



Fonte: Kininger (2003).

Figura 18 – O módulo fotovoltaico sombreado e sujo da máquina.



Fonte: Kininger (2003).

Figura 19 – Módulo fotovoltaico sombreado por fezes de pássaros em Karlsplatz, Kassel – Alemanha.



Fonte: Kininger (2003).

Figura 20 – Módulo fotovoltaico parcialmente sombreado por prédio na Universidade Federal de Uberlândia.



Fonte: os autores – 2 de agosto de 2018 / 11:39:08 / (18° 55' 10.4" S, 48° 15' 30.2" W, 858m de altitude).

3.5 O arranjo fotovoltaico

A modelagem do arranjo fotovoltaico foi feita no modelo comercial aplicável no MATLAB: Simulink (Versão R2017b). As entradas exigidas são de irradiação (em W/m^2) e temperatura (em $^{\circ}C$), ambas do tipo *variable-size* (sinais que podem ser modificados durante a

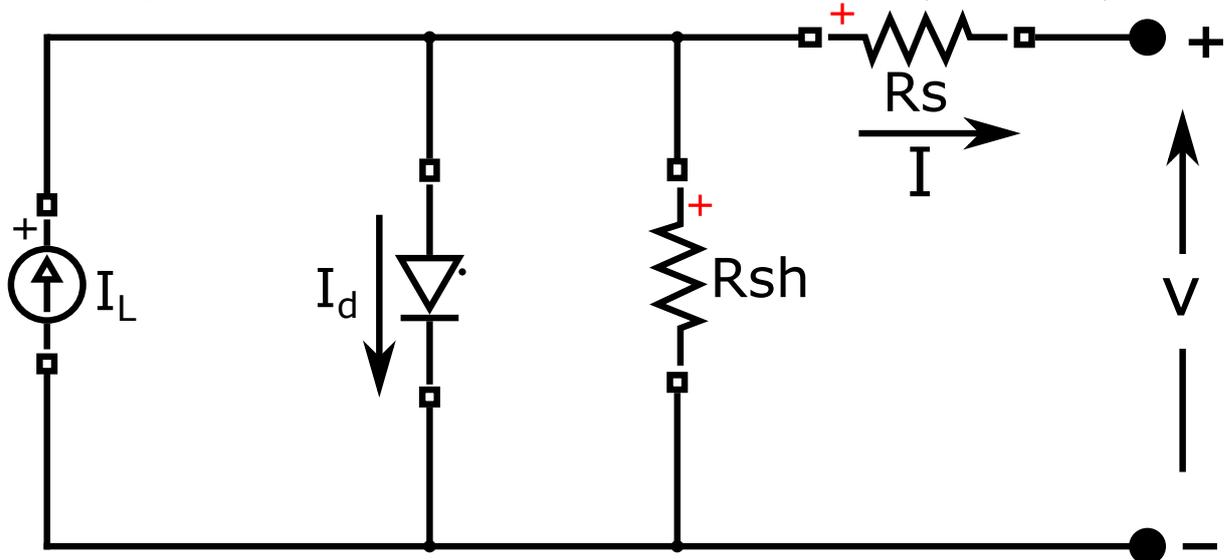
simulação). O bloco tem uma saída multiplexada, denominada m , em que são dispostos os sinais numéricos:

1. Tensão da matriz fotovoltaica (V);
2. Corrente da matriz fotovoltaica (A);
3. Corrente no Diodo (A);
4. Irradiância (W/m^2) e
5. Temperatura ($^{\circ}C$).

O sistema também tem dois pontos de conexão elétrica, pontos $V+$ e $V-$, nos quais podem ser acoplados componentes elétricos do *Simscape*. A Figura 21 mostra como é o arranjo do módulo fotovoltaico do MATLAB: Simulink (Versão R2017b), e sua descrição é dada a seguir:

O arranjo é constituído de uma *string* de módulos conectados em paralelo, com cada *string* consistindo de módulos em série. Este bloco permite a construção de módulos fotovoltaicos predefinidos no consultor da *National Renewable Energy Laboratory (NREL)*, bem como módulos genéricos. (The MathWorks, Inc., 2014) (Tradução: os autores)

Figura 21 – Modelo de placa esquematizada no MATLAB: Simulink (Versão R2017b).



Fonte: The MathWorks, Inc. (2014) (vetorização: os autores).

Vê-se, pela Figura 21, que a fonte geradora é considerada como de corrente, como nas placas comerciais. Duas resistências são importantes no processo de simulação: R_s , que é a resistência série, oriunda da resistividade das bolachas de Silício, do contato metálico da superfície frontal e traseira, além da resistência provinda das ligações entre as células;

e R_{sh} , que é a resistência paralela, ou *shunt*, provinda de correntes de fuga na junção p-n devido a não idealidade de sua fabricação, além de impurezas perto das junções, causando curtos parciais nesses locais, principalmente próximos às bordas das células. (KININGER, 2003)

Outro componente determinante é o diodo I_d , que define a característica semicondutora do módulo fotovoltaico. A Equação 3.1 mostra como é calculada essa característica para apenas um módulo, e a Equação 3.2 a complementa.

$$I_d = i_0 \left[e^{\left(\frac{V_d}{V_t \times T} \right)} - 1 \right] \quad (3.1)$$

$$V_t = \frac{kT}{q} \times nl \times Ncell \quad (3.2)$$

Em que:

- I_d Corrente do diodo, em Amperes (A).
- i_0 Corrente de saturação, em Amperes (A).
- V_d Tensão do diodo, em Volts (V).
- V_t Tensão terminal, em Volts (V)
- T Temperatura da fotocélula, em Kelvin (K).
- k Constante de Boltzman, em Joule por Kelvin ($1,3806 \times 10^{-12} J/K$).
- q Carga do elétron ($1,6022 \times 10^{-19} C$)
- nl Fator de idealidade do diodo, valor próximo a 1.
- $Ncell$ Número de células conectadas em série em um módulo. (The MathWorks, Inc., 2014)

Nota-se, pelo equacionamento apresentado, que o diodo é utilizado para a definição da característica semicondutora dos módulos fotovoltaicos e, como é feita a utilização de uma fonte de corrente geradora, não pode ser considerada como um curto-circuito direto. Se o sistema fosse transposto para o equivalente de Thévenin, esse diodo poderia ser considerado como uma fonte não linear (linearizada por região de operação) e, com o sistema finalizado, é possível ver uma fonte de tensão e a resistência de Thévenin ligados à saída do sistema. (CHATTERJEE; KEYHANI, 2011)

No modelo do MATLAB: Simulink (Versão R2017b) são vistas diversas opções na aba de parâmetros. Na mesma aba, é possível a definição de módulos em série e paralelo, as definições dos pontos I_{sc} , V_{oc} , V_{mp} e I_{mp} , as resistências vistas na Figura 21, os coeficientes de temperatura em V_{oc} e em I_{sc} , os dois em $\%/^{\circ}C$. Esses dois últimos mostrados nas equações 3.3 e 3.4. (MATHWORKS, 2018)

$$I_{scT} = I_{sc} \times [1 + \alpha \times (T - 25)] \quad (3.3)$$

$$V_{ocT} = V_{oc} \times [1 + \beta \times (T - 25)] \quad (3.4)$$

Em que:

- I_{scT} Corrente de curto-circuito corrigida, em Amperes (A).
- I_{sc} Corrente de curto-circuito, em Amperes (A).
- α Coeficiente de temperatura na corrente de curto-circuito por temperatura de referência, em % de variação de corrente por grau Celsius ($\Delta A\%/^{\circ}C$).
- T Temperatura do sistema, em Celsius (C).
- V_{ocT} Tensão de circuito aberto corrigida, em Volts (V).
- V_{oc} Tensão de circuito aberto, em Volts (V).
- β Coeficiente de temperatura na tensão de circuito aberto por temperatura de referência, em % de variação de tensão por grau Celsius ($\Delta V\%/^{\circ}C$).

Os valores de α e β corrigem os pontos de V_{oc} e I_{sc} de acordo com a temperatura, modificando a curva característica. Já o efeito da irradiação é dado diretamente na fonte geradora I_L , na Figura 21 (sem fator de correção), onde se combinam para que os efeitos sejam percebidos nos sistemas aos quais forem aplicados.

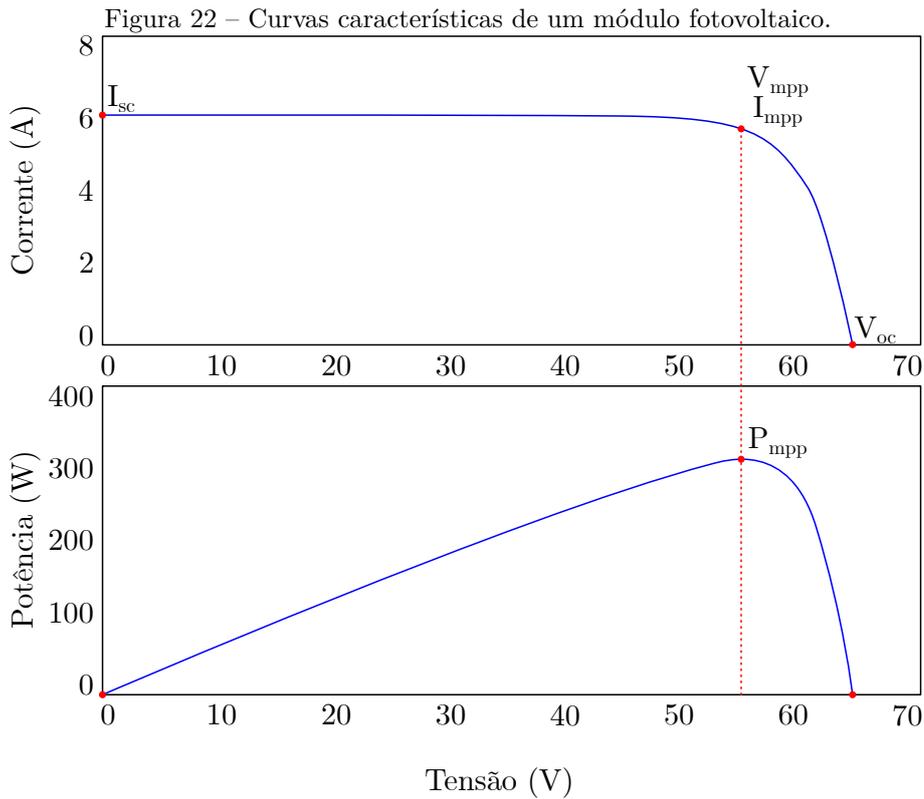
Com as equações 3.1, 3.2, 3.3 e 3.4 definidas, é possível traçar as curvas características de corrente \times tensão, e de potência \times tensão (multiplicação simples da curva de corrente pelas tensões em cada ponto). Pela curva de potência, pode-se visualizar, de forma mais clara, o ponto em que a potência é máxima; sua representação mais usual é de potência pela tensão.

A Figura 22 mostra essas curvas com os pontos I_{sc} , V_{oc} , V_{mp} e I_{mp} destacados. Esses pontos são muito importantes para a definição do módulo e seguem diretamente as equações 3.1 e 3.2, agora com termos fixos do módulo definidos pelas equações 3.3 e 3.4. Respectivamente, os pontos se referem à corrente de curto-circuito, tensão de circuito aberto, tensão de máxima potência e corrente de máxima potência do módulo.

Com todas as definições do módulo, é possível estabelecer alguns gráficos com seus atributos. A Figura 23 mostra os efeitos em um módulo com as variáveis presentes no sistema: (a) do aumento da resistência série, (b) da diminuição da resistência paralela, (c) da diminuição de irradiação e (d) da variação de temperatura.

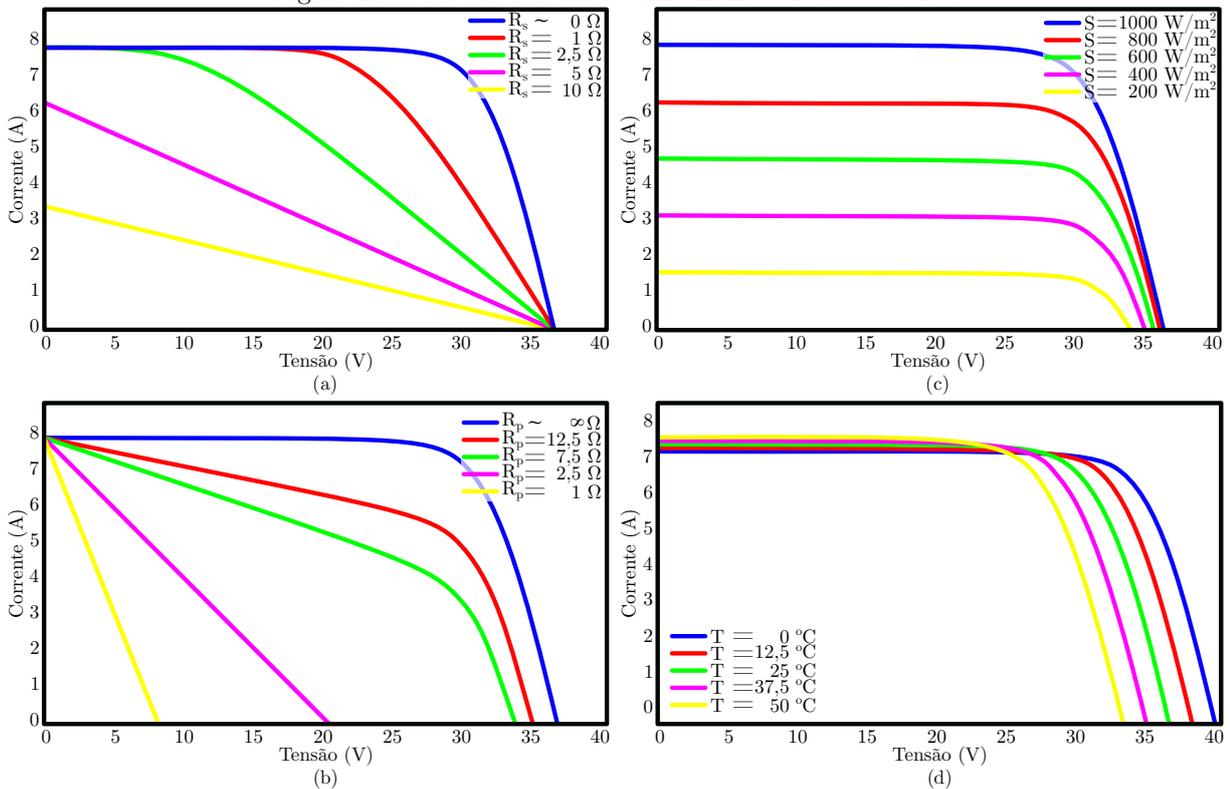
No gráfico (a) da Figura 23, vê-se que a resistência série modifica a corrente de curto-circuito, mas mantém a tensão de circuito aberto constante. A resistência paralela, gráfico (b) da mesma Figura, modifica de forma contrária, sendo mantida a corrente de curto-circuito e modificada a tensão de circuito aberto.

Já o gráfico (c), Figura 23, mostra que o módulo tem proporcionalidade de irradiação com a corrente gerada, o que faz sentido, já que, com poucas trocas de elétrons e lacunas, há uma corrente menor na fotocélula.



Fonte: The MathWorks, Inc. (2014) (Vetorização e tradução: os autores).

Figura 23 – Curvas dos efeitos em um módulo fotovoltaico.



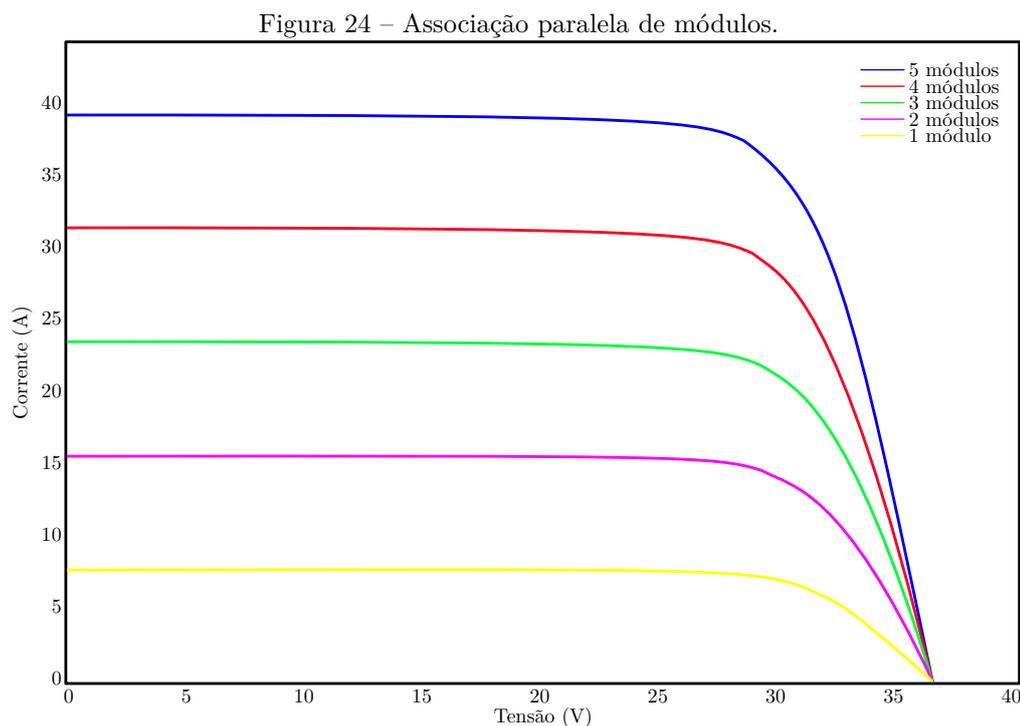
Fonte: os autores.

No gráfico (d), da Figura já citada, é possível verificar que a temperatura pouco influencia na corrente de curto-circuito (proporcional à densidade dos portadores de carga, que aumentam com a temperatura) e mais na tensão de circuito aberto (proporcional à banda proibida, que diminuem com a temperatura), isso se deve pelo modo em que o semicondutor se comporta em diversas temperaturas. (SINGH; RAVINDRA, 2012)

3.5.1 Associação de módulos

A associação de módulos pode ser feita de três formas distintas, em série e em paralelo, ou um conjunto delas. A forma mais simples de se associar um módulo é paralela, já que não há necessidade de utilização de componentes adicionais no conjunto.

A associação em paralelo é feita quando não há necessidade de utilização de muitos módulos no sistema. Como diversas fontes são conectadas nos mesmos nós, a corrente gerada é somada proporcionalmente ao número de módulos em paralelo. Como pode ser visto na Figura 24, quanto maior a corrente I_{sc} , maior é o número de módulos em paralelo.



Fonte: os autores.

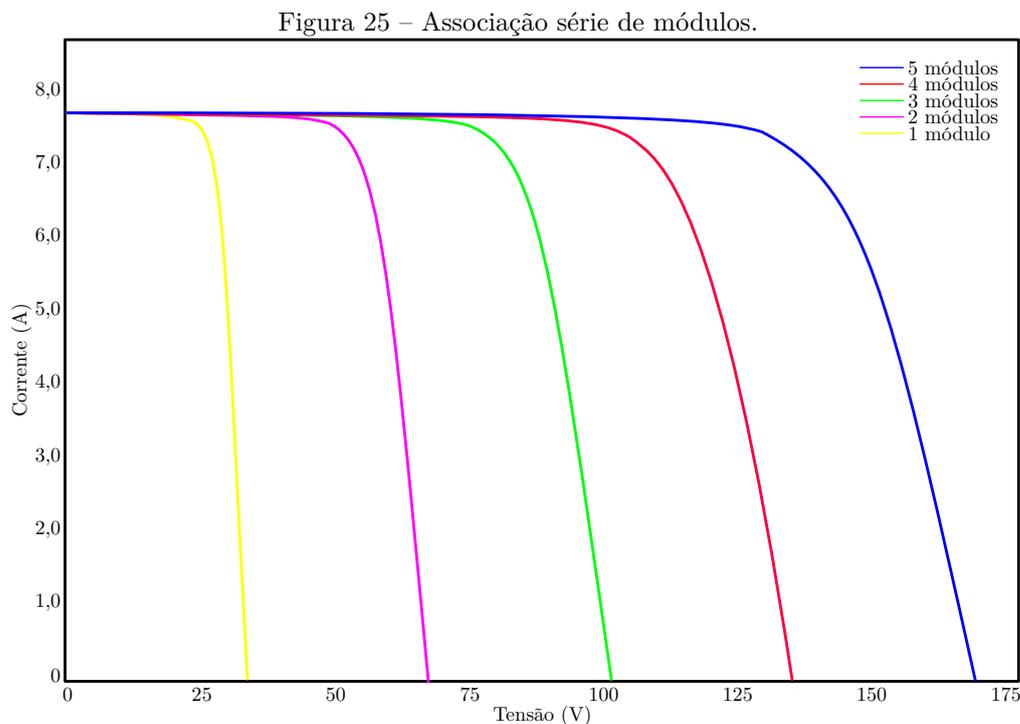
Como a V_{mp} é pouco dependente da irradiação, um grande número de módulos pode, em diferentes irradiações, manter aproximadamente a mesma tensão. Isso dá ao sistema melhor robustez de controle, já que pequenas mudanças no *MPP* não afetarão a saída de potência. Por fim, há de se destacar que apenas mudanças drásticas na temperatura (acima de $20^{\circ}C$) afetarão a V_{mp} . Como consequência, uma configuração em paralelo é capaz de gerar sua máxima potência simultaneamente em cada módulo, não importando se a

irradiação é uniforme. Diferentes módulos podem suprir diferentes correntes sem problema, já que a conexão é num mesmo nó. (GAO et al., 2009)

Como os módulos compartilham da mesma tensão, ela pode ser controlada para o *MPP* ótimo e próximos uns dos outros. A grande desvantagem de agrupamento em paralelo é as perdas por efeito Joule que ocorrem com maior intensidade quando a corrente é maior. (GAO et al., 2009)

Como o problema de perdas por calor em sistemas com alguns módulos é considerável, a associação série é feita com o intuito de diminuir a corrente na saída do conjunto de módulos, onde, na mesma linha, são conectados diversos módulos somando a tensão de cada um e mantendo a corrente igual.

Essa resposta é vista na Figura 25. Nota-se a igualdade dos pontos de I_{sc} e os pontos de V_{oc} aumentando proporcionalmente.



Fonte: os autores.

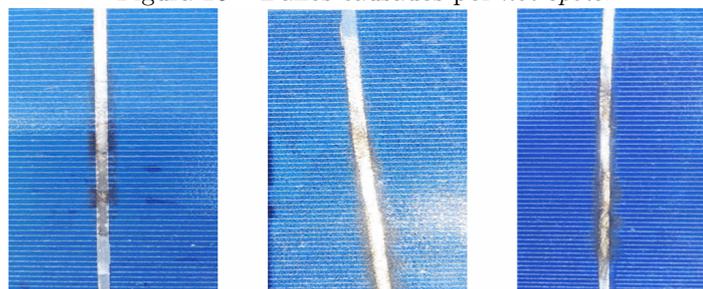
A utilização da conexão em série pura tem alguns problemas envolvendo a geração de corrente em irradiações diferentes. Como a irradiação é determinante na geração de corrente, e a corrente deve ser a mesma, por estarem todos os módulos na mesma linha, os módulos passam a consumir o excesso de corrente, causando *hot spots* (do inglês, pontos quentes). Esses *hot-spots* são efeitos intoleráveis que quebram as junções *p-n* e danificam as células, provocando o derretimento das soldas e rachaduras nos vidros. O mesmo efeito pode ser observado no caso de sistemas que utilizam módulos de diferentes configurações, ou sistemas com células danificadas. (BELHADJ; BANAT; DERICHE, 2017)

Um estudo realizado na Romênia traz esses efeitos de forma prática com módulos que tiveram esse tipo de problema. De acordo com os autores do estudo:

A evolução de *hot-spots* no módulo FV até sua desativação é causado por um fenômeno em avalanche. Quando iniciado, as manchas marrons diminuem a quantidade de luz absorvida, o que leva a um efeito de aquecimento na área até uma mudança mais significativa de cor, causando mais aquecimento, culminando na desativação de célula(s) na *string* e fazendo com que o diodo de *bypass* fique em permanente condução (se houver). Havendo o rompimento desse diodo (ou sua inexistência) haverá ainda o efeito Joule acrescentando mais temperatura, podendo chegar até 500°C , quando o encapsulamento se rompe, queimando o material, com o risco de se elevar para um incêndio. (CHIRIAC et al., 2017) (tradução: os autores)

Como se pode ver, o efeito de *hot-spots* é extremamente danoso aos módulos. A Figura 26 mostra, em (a), o início de uma formação de *hot-spots*. Pontos marrons são observados nas barras de soldagem. Em (b) é vista sua evolução, causando a total destruição do módulo, que, se em série com outros módulos, pode levar à falência de um sistema série.

Figura 26 – Danos causados por *hot-spots*.



a) Efeitos iniciais de *hot-spots*.

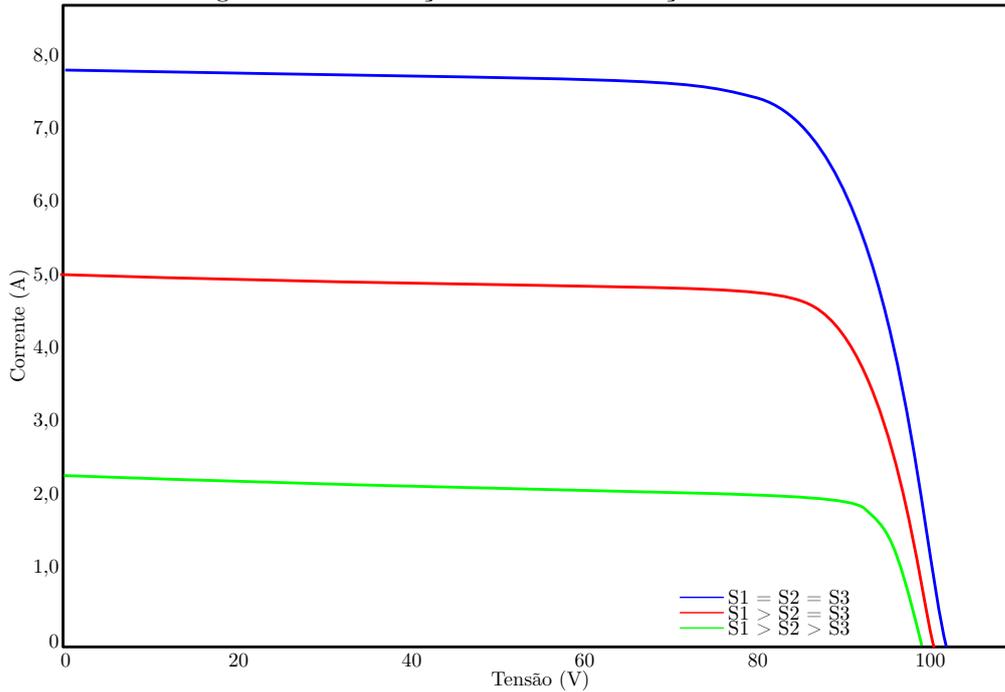


b) Evolução dos *hot-spots*.

Fonte: Chiriac et al. (2017).

A Figura 27 mostra como é a associação com diferentes irradiações em cada módulo. É notável a limitação de corrente na linha pela mais baixa, significando que o excesso está sendo consumido pelo próprio módulo. Nesse caso, foram utilizados três módulos em série, cada um com irradiações diferentes, como visto na legenda.

Figura 27 – Associação série com irradiações diferentes.



Fonte: os autores.

A fim de evitar o sério problema dos *hot-spots*, foi criada a solução de desviar a corrente da linha de painéis com diodos de *bypass* (do inglês, de passagem). Esses diodos servem como passagem direta da corrente ao redor do módulo atípico, sendo unificado no nó na entrada do próximo painel normal. (KININGER, 2003) e (CHIRIAC et al., 2017)

A título de exemplo, a Figura 28 mostra como é a conexão com a utilização do diodo de *bypass*, com a Equação (3.5) a complementando, e, posteriormente, a Figura 29 traz sua resposta gráfica em verde. Nota-se que a Figura 27 detém os mesmos valores de irradiação da Figura 29.

$$I_T = I_{FV1} \approx \frac{I_{FV2}}{80\%} \approx \frac{I_{FV3}}{60\%} \quad (3.5)$$

Em que:

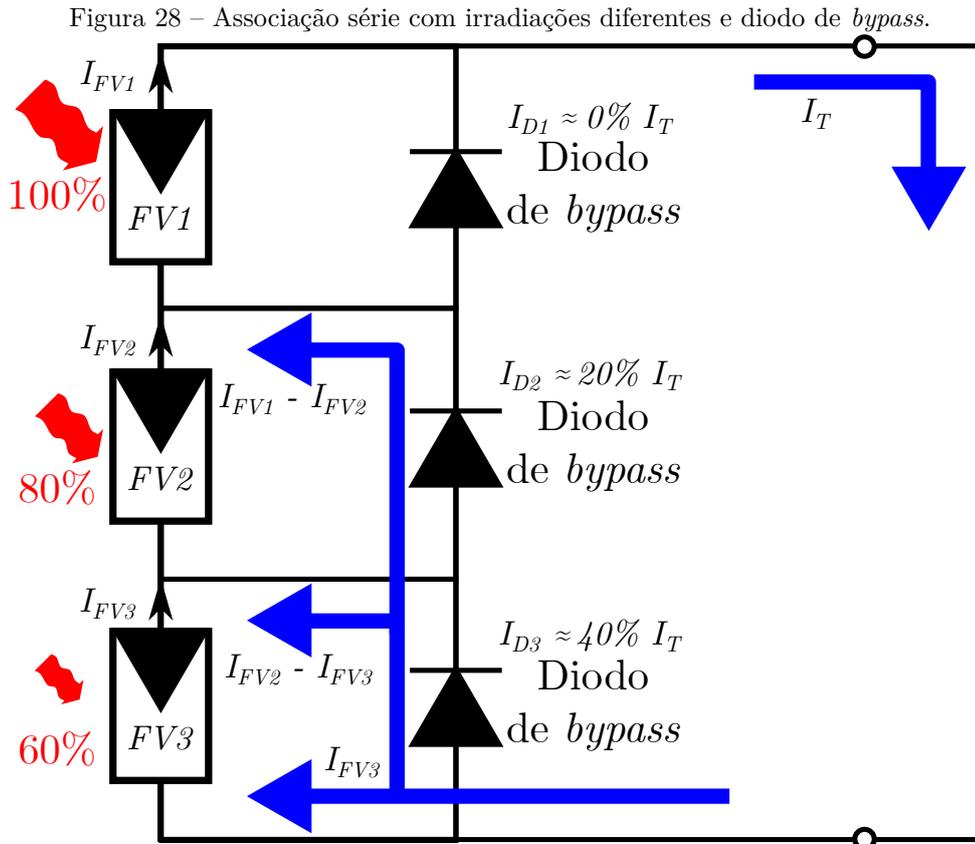
I_T Corrente total do sistema, em Amperes (A).

I_{FV1} Corrente do módulo 1, em Amperes (A).

I_{FV2} Corrente do módulo 2, em Amperes (A).

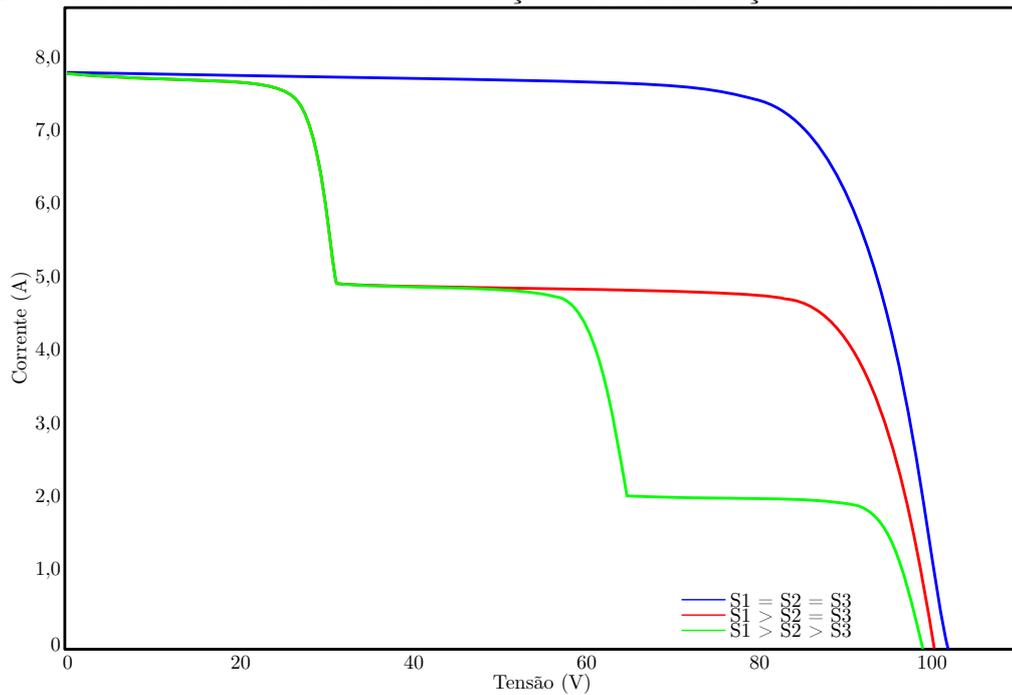
I_{FV3} Corrente do módulo 3, em Amperes (A).

Observa-se, na Figura 29, que há clara diferença nas correntes do gráfico. No primeiro momento, em que há uma tensão baixa no sistema, a maior corrente de curto circuito aparece, sendo ela I_{FV1} , que mantém seu curso normal, até que começa a decair. Nesse ponto, observa-se o efeito da associação em série, porém com uma corrente menor pela baixa irradiação no módulo. Essa corrente é a de curto-circuito de I_{FV2} , que entra



Fonte: : os autores, adaptado de Kininger (2003).

Figura 29 – Gráfico de Corrente × Tensão – Associação série com irradiações diferentes e diodo de *bypass*.

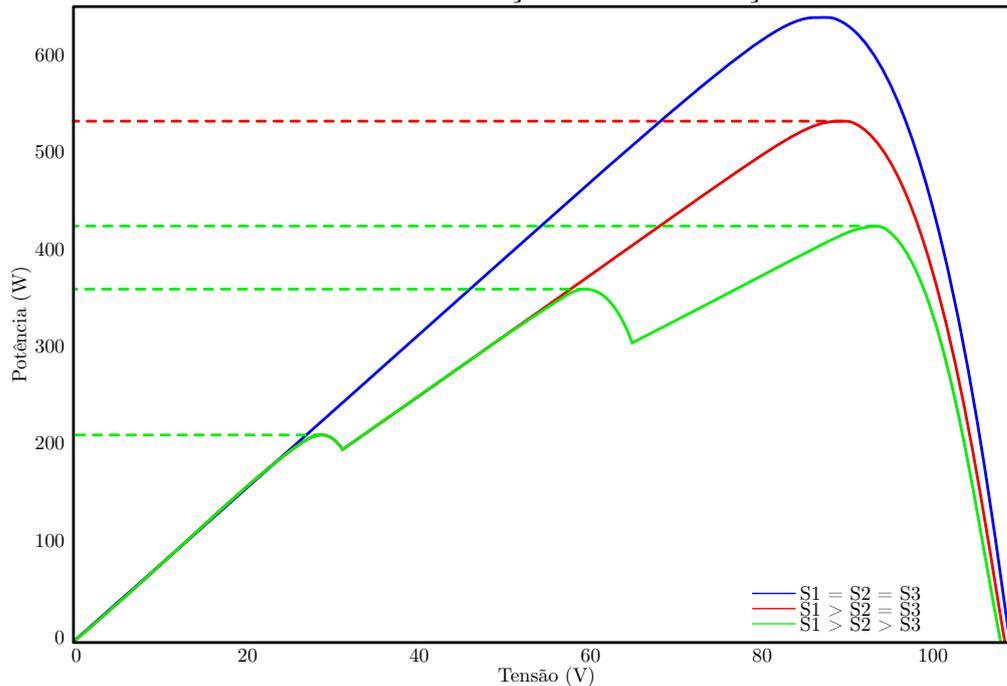


Fonte: os autores.

em operação devido a tensão extra exigida do sistema. Por fim, há o mesmo processo com I_{FV2} , só que menor que I_{FV2} , por ter menos irradiação.

Aqui é importante a verificação dos dados de potência do arranjo, já que é necessária a apresentação do principal problema que este trabalho tenta solucionar. É visto, na Figura 30, o gráfico de Potência gerada, em W , por Tensão, em V , nos mesmos parâmetros de configuração das Figuras 28 e 29.

Figura 30 – Gráfico de Potência \times Tensão – Associação série com irradiações diferentes e diodo de *bypass*.



Fonte: os autores.

Nesse caso, é visto o surgimento de pontos locais de máximos de potência. Na curva em verde, é possível ver que um ponto de local máximo fica a uma potência de $213W$, um segundo é perceptível com uma potência de $361W$ e um último com uma potência de $425W$, sendo este o maior valor e, portanto, o máximo global do sistema.

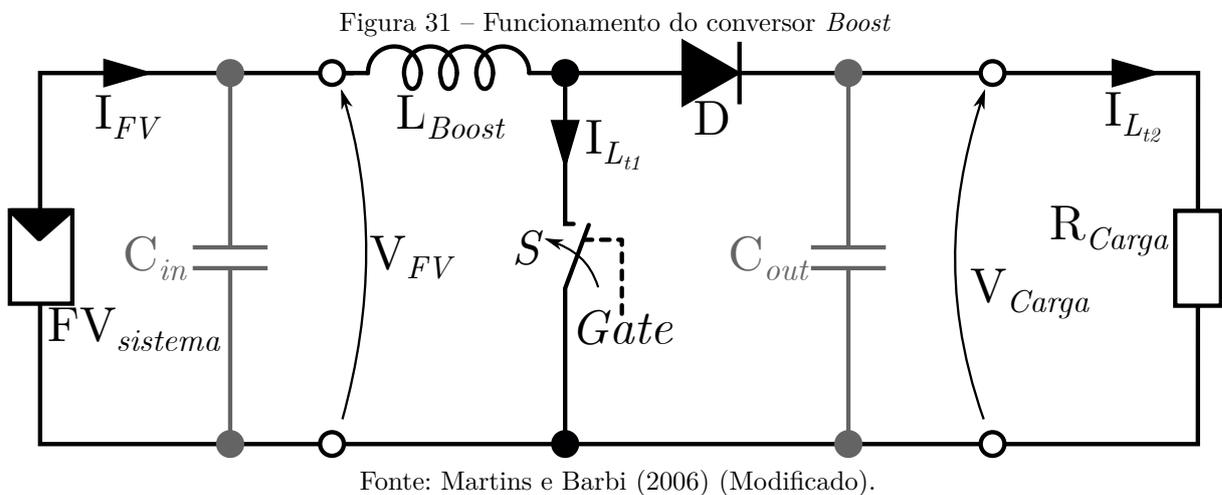
Por ser interessante gerar toda a potência disponível no sistema fotovoltaico, é utilizado um sistema de controle de seguimento de máxima potência, ou *MPPT* (*Maximum Power Point Traking*). Um grande problema com métodos clássicos de *MPPT* é que são baseados em um princípio de subida de morro, ou *Hill-Climbing*, onde é testado um ponto em cima da linha de potência e é verificado se, ao aumentar a tensão de saída, a potência aumenta ou diminui. Com esse princípio, se um sistema não inicia energizado e começa a aumentar a tensão para verificar a potência, pode ocorrer uma parada no primeiro ponto, de $213W$ na figura, desperdiçando potência no sistema.

Como a diferença de corrente ocorre com diferenças de irradiação, arranjos compostos de vários fabricantes e potências ou módulos defeituosos em um mesmo arranjo, é importante que um sistema de controle possa ser independente desse tipo de problema.

Um conjunto de módulos de diferentes fabricantes pode significar economia no sistema, podendo, ainda, expandi-lo sem a obrigação de ficar atado a um orçamento antigo ou tecnologia ultrapassada.

3.6 O Conversor Boost

O conversor utilizado para as simulações iniciais é do tipo elevador de tensão, ou *Boost*. Ele é composto de um capacitor em sua entrada, um indutor, um diodo, um capacitor em sua saída e uma chave de alta frequência para o controle do aumento da tensão. A Figura 31 mostra o esquemático desse equipamento e como se comportam algumas grandezas.



$V_{FV_{sistema}}$ na figura é o sistema gerador fotovoltaico conectado ao conversor. Considerando que a entrada do conversor *Boost* é o sistema gerador, chama-se o capacitor próximo a ela de Capacitor de Entrada, na Figura C_{in} , que tem a mesma tensão da geração V_{FV} .

É inserido um indutor de valor L_{Boost} na linha e uma chave S em sua saída com acionamento pelo sistema *MPPT*, chamado de *Gate*. Seguindo o desenho do sistema, é visto um diodo D e o fim do conversor é dado por um capacitor de saída, chamado de C_{out} com tensão V_{Carga} igual a da carga R_{Carga} , que é alimentado pelo sistema.

Como a chave tem dois estágios, aberta e fechada, esse tipo de conversor é chamado de dois estágios. Observando as correntes no sistema, I_{FV} é a corrente gerada no sistema gerador fotovoltaico, enquanto que I_{LT2} existe quando a chave é aberta, e a I_{LT1} , quando a chave é fechada.

O funcionamento do conversor é simples e leva em consideração o carregamento e a polarização do indutor L_{Boost} . Quando a chave S se fecha, há o carregamento do indutor pela corrente I_{LT1} , gerando um campo magnético. Abrindo-se a chave S , a corrente é reduzida pela impedância alta, o campo magnético se desfaz para continuar fornecendo

corrente para a carga e a polaridade do indutor se reverte, resultando em duas fontes em descarga que se somam, aumentando a tensão na saída. Durante o estágio de fechamento da chave, o diodo D impede que o capacitor se descarregue por ela.

O conversor deve ter no *Gate* da chave, obrigatoriamente, um valor de ciclo de trabalho. Esse valor é definido pelo *MPPT* para que a razão de tempos de chave aberta e fechada seja ótima, extraindo-se o máximo de potência do sistema.

Quanto ao equacionamento, devem ser definidos dados de operação, e a partir desses dados são calculados os valores dos componentes. Primeiramente se define a tensão de entrada V_{FV} , que será obtida pelo agrupamento do sistema gerador fotovoltaico e a potência que esse sistema irá gerar. Define-se uma tensão para a saída do conversor, que deve ser maior que a de entrada. Esse valor é definido pelo que deve vir após o conversor: se uma carga simples, há apenas o nível de tensão exigido pela carga; se um inversor, deve-se calcular a conexão do inversor com seu rendimento e o nível de tensão a que estará conectado. (SOUZA et al., 2016).

Souza (2018) também apresenta o critério de frequência de chaveamento:

Os critérios para determinar a frequência de operação em conversores de potência de modo geral baseiam-se tanto nos aspectos de potência do conversor quanto no porte/tamanho do indutor. Via de regra, quanto maior a potência a ser trabalhada no conversor menor será a capacidade de chaveamento da chave, pois trata-se de uma limitação física do dispositivo. Ao mesmo tempo que, quanto maior for a frequência de chaveamento, menor será o porte do indutor utilizado. Desse modo, é necessário um equilíbrio entre a frequência de chaveamento e o porte do indutor para que o projeto seja viável e factível.

Vale destacar que, para determinados valores de potência, caso a indutância do indutor esteja pequena em vista da potência trabalhada, tal conversor irá operar no modo descontínuo, dessa forma, comprometendo na sua eficiência de operação. (SOUZA, 2018)

Quanto aos componentes, inicialmente é necessário definir o valor de D , ou o Ciclo de Trabalho (adimensional), do inglês *Duty Cycle*, definido pela Equação 3.6.

$$D = \left(1 - \frac{V_{in}}{V_{out}}\right) \quad (3.6)$$

Em que:

V_{in} Tensão na entrada do *Boost*, em Volts (V).

V_{out} Tensão na saída do *Boost*, em Volts (V).

Para a definição do valor do indutor, é necessária a definição da variação de corrente que passa pelo L_{Boost} , em Amperes (A), definido pela Equação 3.7.

$$\Delta I = Ripple I_{admitido} \times \frac{P_{in}}{V_{in}} \quad (3.7)$$

Em que:

$RippleI_{admitido}$ Valor de ondulação admitida na corrente pelo *Boost*, em percentual (%).

P_{in} Potência na entrada do *Boost*, em Watts (W).

V_{in} Tensão na entrada do *Boost*, em Volts (V).

Com o *Duty Cycle* e a variação de corrente que passa pelo indutor L_{boost} definidos, o indutor segue a Equação 3.8 com seu valor em Henrys (H):

$$L_{boost} = \frac{V_{in} \times D}{f_{chave} \times \Delta I} \quad (3.8)$$

Em que:

V_{in} Tensão na entrada do *Boost*, em Volts (V).

f_{chave} Frequência de chaveamento do *Boost*, em Hertz (H).

ΔI Ondulação máxima da corrente que passa pelo L_{boost} , em Amperes (A).

O capacitor de entrada é o próximo componente a se calcular. A Equação 3.9 mostra qual deve ser o seu valor mínimo.

$$C_{in} \geq \frac{\frac{P_{in}}{V_{in}} \times D}{f_{chave} \times V_{in} \times \Delta V_{C_{in}}} \quad (3.9)$$

Em que:

P_{in} Potência na entrada do *Boost*, em Watts (W).

V_{in} Tensão na entrada do *Boost*, em Volts (V).

f_{chave} Frequência de chaveamento do *Boost*, em Hertz (Hz).

$\Delta V_{C_{in}}$ Ondulação máxima desejada na tensão do capacitor C_{in} , em porcentagem (%).

Para o cálculo do último componente do *Boost*, o capacitor de saída C_{out} , seu valor mínimo é definido pela Equação 3.10.

$$C_{out} \geq \frac{\left(\frac{\sqrt{2} \times \frac{V_{prede}}{V_{out}}}{V_{prede}} - \frac{1}{\eta \times V_{out}} \right) \times P_{out}}{4 \times \pi \times f_{rede} \times \Delta V_{C_{out}} \times V_{out}} \quad (3.10)$$

Em que:

V_{prede} Tensão de pico de uma possível conexão com a rede, em Volts (V).

V_{out} Tensão de saída do *Boost*, em Volts (V).

η Rendimento do conversor *Boost*, adimensional.

P_{out} Potência de saída do *Boost*, em Watts (W).

f_{rede} Frequência de uma possível conexão com a rede, em Hertz (Hz).

$\Delta V_{C_{out}}$ Ondulação máxima desejada na tensão do capacitor C_{out} , em porcentagem (%).

É possível, ainda, definir o valor de modulação M de uma possível conexão com um inversor. A Equação 3.11 mostra como calcular esse valor.

$$M = \frac{V_{prede}}{V_{out}} \quad (3.11)$$

Em que:

V_{prede} Tensão de pico de uma possível conexão com a rede, em Volts (V).

V_{out} Tensão de saída do *Boost*, em Volts (V).

Esse valor de modulação é próprio de uma possível conexão com o inversor e, conseqüentemente, à rede. Essa modulação pode ser relacionada com a modulação do conversor *Boost* pela Equação 3.12. (MACCARINI, 2009)

$$D(\theta) = \frac{1}{2} + \frac{1}{2} \times M \times \text{sen}(\theta) \quad (3.12)$$

Em que:

D *Duty Cycle* do conversor *Boost*, adimensional.

M *Duty Cycle* do inversor, adimensional.

θ Ângulo da tensão da rede, em Graus ($^\circ$), para $0^\circ \leq \theta \leq 180^\circ$.

Os cálculos apresentados nesta Seção foram todos interpretados de Martins e Barbi (2006).

Comercialmente, os conversores *Boost* são mais complexos e contam com mais componentes para sua operação, porém todos seguem o mesmo princípio das equações apresentadas. Portanto, é possível determinar todos os parâmetros necessários para a modelagem de um *Boost* que servirá aos propósitos das simulações realizadas. (KHUTORYANSKY, 2017)

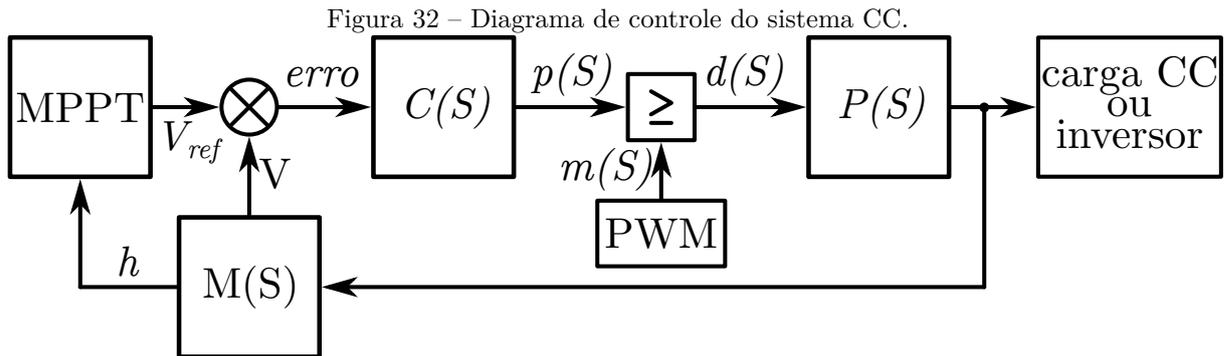
3.7 Os comparadores de MPPT

Foram escolhidos 8 *MPPT*s para comparação com a *RNA*, por sua notoriedade da utilização em geração distribuída. (BRITO et al., 2010)

Cada estratégia possui um bloco de controle em linguagem C , com exceção do Método de Razão Cíclica Fixa, por ser ligado diretamente à chave. Após o bloco em C , o sinal gerado passa por um controlador do tipo *PI* (Proporcional e Integral) para sua correta manipulação. O sinal compensado passa por um comparador do tipo *Pulse Width Modulation (PWM)*, ou modulação por largura de pulso, para que o sinal seja mandado para a chave do conversor *CC-CC*.

O diagrama de blocos da Figura 32 mostra como é colocado o *MPPT* no controle do conversor *CC* do sistema. O *MPPT* recebe os valores h , feitos pelos medidores do

sistema, representados por $M(S)$, e gera um valor de tensão de referência V_{ref} , que é comparado com o valor de tensão medido V . Essa comparação gera um *erro*, que passa por um controlador $C(S)$, gerando um sinal $p(S)$, portador a ser modulado por $m(S)$ gerado pelo bloco PWM. Por fim, os valores vão para o sistema CC, representado por $P(S)$, composto pela geração e pelo conversor, que voltam a ser medidos por $M(S)$. Os valores de $P(S)$, então, podem seguir para uma carga CC, ou para um inversor e, posteriormente, para uma carga CA e a própria rede.



Fonte: os autores.

São os métodos separados por princípios:

1. Baseado no princípio de relações constantes:

- Tensão Constante

2. Baseados no princípio de subida de morro (*Hill Climbing*^{1,2}):

- Perturba e Observa Clássico
- Perturba e Observa Moderno
- Perturba e Observa Modificado
- Estima Perturba e Perturba
- Condutância Incremental
- Condutância Incremental Modificada

3. Baseado em desenvolvimentos acadêmicos:

- Beta (β)³

¹ Otimização matemática que pertence à família de busca local, que se inicia com uma solução arbitrária e busca a otimização por incrementar a variável de processo. Se isso produzir uma melhor solução, é repetido até que não seja possível encontrar melhorias no processo.

² Alguns autores definem o *Hill Climbing* como um método diferente do *P&O*, por dar em sua saída uma variação de *Duty Cycle*, não sendo, entretanto, a via principal de pensamento. Deixa-se notado, porém, esse tipo de classificação. O mesmo ocorre com autores ao tratar o princípio como equivalente ao *P&O*.

³ Mantém-se a nomenclatura por extenso para evitar equívocos.

3.7.1 Método de Tensão Constante

A técnica de Tensão Constante é baseada na premissa de que há uma relação linear entre a tensão de circuito aberto e a tensão de máxima potência. A Equação 3.13 mostra a relação estabelecida.

$$V_{mp} \approx V_{oc} \times k_1 \quad (3.13)$$

Em que:

V_{mp} Tensão na máxima potência, em Volts (V).

V_{oc} Tensão de circuito aberto, em Volts (V).

k_1 Constante que determina o fator entre as tensões, adimensional.

O valor de k_1 depende das características do arranjo utilizado e, geralmente, é calculado de forma empírica, sendo, normalmente, próximo de 0,78. Como o valor de tensão de circuito aberto é dependente da irradiação e temperatura do ambiente em que o módulo é instalado, visto nos gráficos da Seção 3.5, o ajuste deve ser feito para cada situação de forma *offline*. (JAIN; AGARWAL, 2007)

Alguns controles utilizam esse princípio e a relação das tensões para a definição *online* de V_{oc} para determinar V_{mp} pela Equação (3.13). Porém, é determinante a inserção de medidores de irradiação e temperatura para a obtenção do valor correto de V_{oc} .

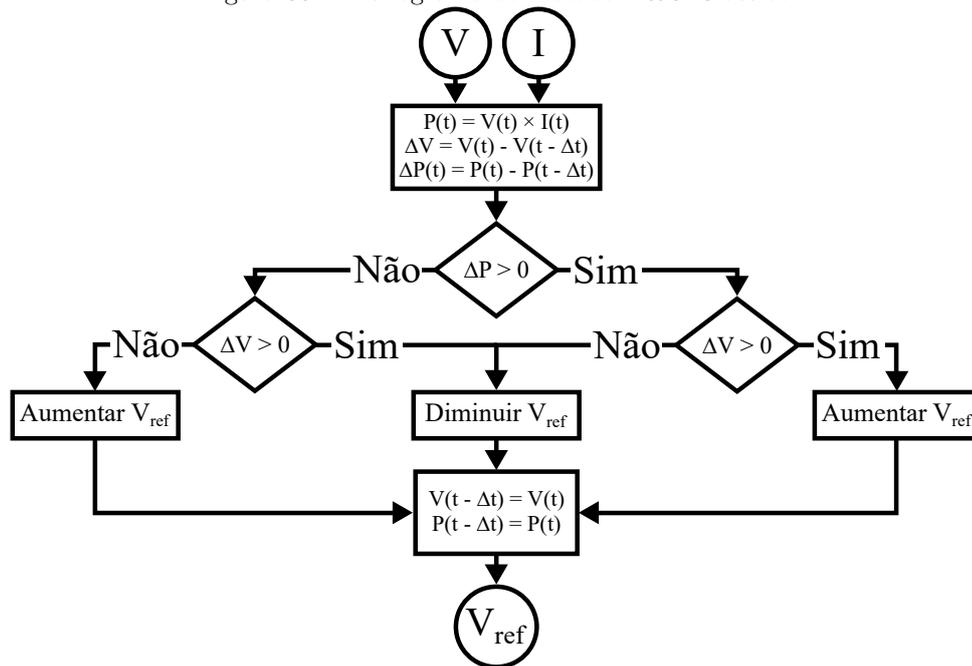
Um exemplo de modificação é a utilização de um diodo em conjunto com o sistema fotovoltaico para que as temperaturas sejam iguais. Com um valor de corrente constante alimentando o diodo, é utilizado o valor de sua tensão como V_{oc} para o método. (KOBAYASHI; MATSUO; SEKINE, 2006)

Esse método é simples, sendo considerado um dos mais econômicos em sua forma de aplicação. Tecnicamente, é necessária a comparação do sinal de saída com a tensão do sistema para que seja gerado um erro que possa ser corrigido, porém apenas o erro é enviado ao compensador, não sendo um controle completamente confiável, por não haver malha de controle fechada.

3.7.2 Método de Perturba e Observa Clássico

O método Perturba e Observa surgiu, em sua forma clássica, baseado no princípio de “subida de morro” (*Hill Climbing*), que perturba a curva de potência num sentido e verifica se a potência subiu pela mudança na tensão de referência. Caso haja o aumento da potência, a perturbação continua no mesmo sentido, enquanto que, se a potência diminuir, a perturbação muda de sentido.

A Figura 33 mostra o fluxograma da técnica.

Figura 33 – Fluxograma do método *P&O* Clássico.

Fonte: : os autores (baseado em Anwar, Efstathiadis e Qazi (2013)).

Essa técnica é a mais utilizada nos sistemas em uso prático, portanto é a mais utilizada em comparação com novos sistemas em trabalhos acadêmicos, sendo chamada, por vezes, de controle (no sentido de grupo de controle científico) pela sua confiabilidade e praticidade. (ANWAR; EFSTATHIADIS; QAZI, 2013)

As vantagens desse método, assim como em outros baseados no mesmo princípio, são a simplicidade e o baixo esforço computacional. Suas desvantagens são as oscilações que existem próximas ao *MPP* pela perturbação gerada no próprio método para a verificação de aumento de potência e quando há bruscas mudanças de condições atmosféricas, gerando um resultado de perturbação diferente, que pode ser até no sentido contrário à máxima potência. (ANWAR; EFSTATHIADIS; QAZI, 2013)

3.7.3 Método de Perturba e Observa

O método clássico pode ter algumas de suas desvantagens diminuídas, quando, por exemplo, utiliza-se um limite de aprovação de erros no regime permanente. Esse *range* tenta mitigar as alterações na máxima potência que são comuns de ocorrer pela perturbação da tensão de referência no método clássico. O grande problema é que a sintonia deve ser fina e dependente do sistema utilizado para que se tenha o efeito desejado.

A única diferença com o método clássico se dá logo após o cálculo de potência, onde há uma decisão que define um limite de *range* R em que $-R < \Delta P < R$. Se a mudança de potência estiver dentro desse valor, o ciclo de atualização de tensão de referência não é iniciado.

Quanto à sintonização desse método, se o valor de R for muito baixo, não há o benefício de não oscilação de regime permanente que o método propõe e, se muito alto, não há diferença de potência suficiente para a verificação de resultado de aumento de tensão de referência, fazendo com que o sistema não chegue à máxima potência. Portanto, na sintonia, deve-se ter em mente que o valor de R deve ficar entre a menor diferença de potência admissível no MPP , sendo esse valor mais baixo que nos outros pontos, por se tratar do joelho da curva de potência, e o menor valor de percepção do algoritmo, para que se tenha um novo ciclo de atualização no restante dos valores.

3.7.4 Método de Perturba e Observa Modificado

A modificação do método $P&O$ é feita por meio da utilização de um passo vazio em seu fluxograma, como visto na Figura 34. Com essa modificação, há a leitura de novos dados do sistema sem a atualização da tensão de referência. A principal ideia é de que com flutuações rápidas provocadas no sistema não se tenha uma modificação rápida na geração de uma nova tensão, utilizando a anterior em seu lugar.

Vê-se, na Figura 34, que é inserida uma decisão simples de um *flag* que determina se é hora de manter a tensão constante ou se é necessária a atualização pelo método $P&O$.

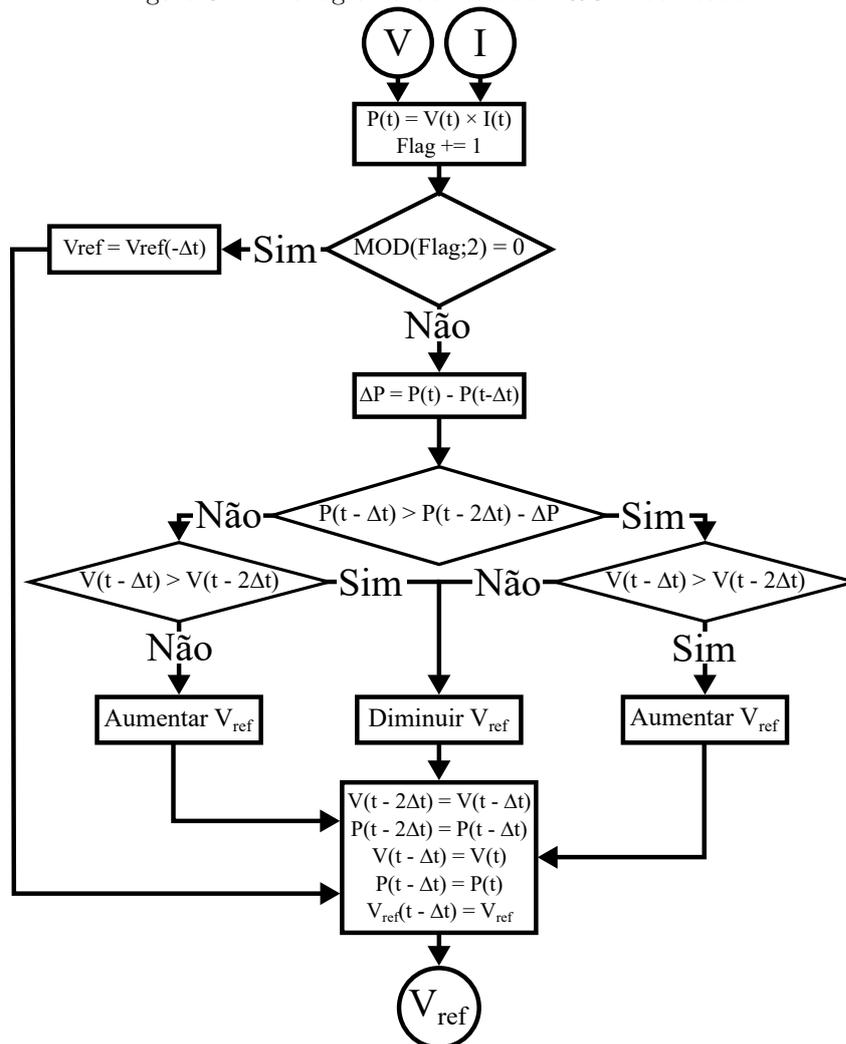
Realmente é observada uma resposta sem tantas flutuações na saída de potência. Porém, há demora em mudanças mais significativas e contínuas no sistema. Como um passo é destinado somente à tomada de dados do sistema, com a mesma taxa de atualização, a velocidade cai pela metade do $P&O$. Observa-se que a taxa deve ser a mesma para eliminar as flutuações, pois é justamente esse atraso que ajuda o método a eliminar uma das desvantagens do $P&O$. (YAF AOUI; WU; CHEUNG, 2017)

3.7.5 Método de Estima, Perturba e Perturba

Para resolver parte do problema de velocidade do método anterior, foi desenvolvida, por Yafaoui, Wu e Cheung (2017), a implementação de um sistema extra no $P&O$, conforme ilustrado na Figura 35. Foi chamado de *Estima, Perturba e Perturba* (EPP) pelos autores, onde chegam a um meio termo entre a velocidade do $P&O$ e a baixa flutuação do $P&O$ Modificado. De acordo com os autores:

Comparando com o algoritmo $MP&O$, o Estima, Perturba e Perturba tem uma velocidade de seguimento de 1,5 vezes, mas tem o mesmo atraso entre o processo de estimar e perturbar. Portanto, o algoritmo EPP tem óbvias vantagens sobre o $MP&O$. (YAF AOUI; WU; CHEUNG, 2017)
(Tradução: os autores)

Também há evidentes vantagens quanto à velocidade do sistema com menores flutuações. Ainda ocorrem perturbações na máxima potência e há certa dificuldade na sintonia dos parâmetros, mas é uma alternativa viável para sistemas em que a flutuação

Figura 34 – Fluxograma do método *P&O* Modificado.

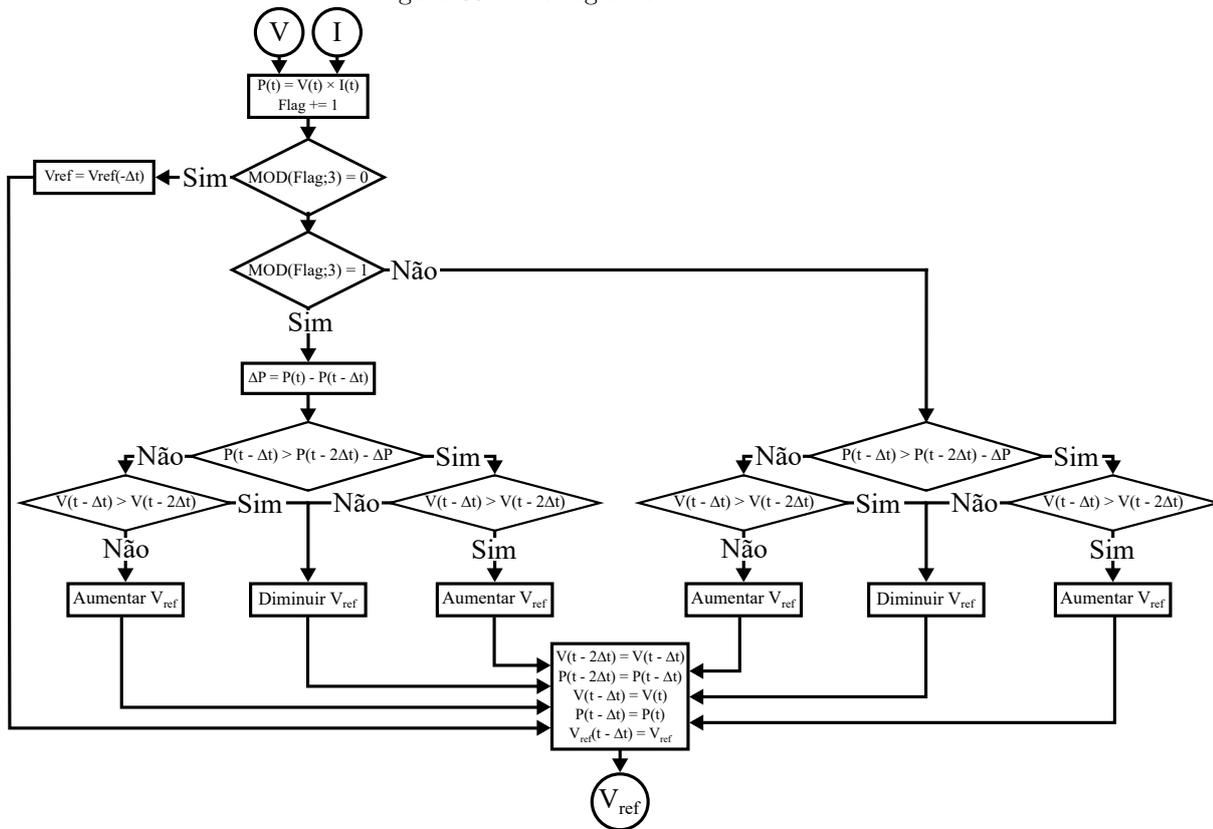
Fonte: os autores (baseado em Yafaoui, Wu e Cheung (2017)).

de irradiação são notáveis. A Figura 35 mostra o fluxograma do método; nela, é possível ver as três linhas principais de cálculo: uma vazia, outra utilizando o passo anterior e a terceira utilizando dois passos anteriores, a fim de se ter um controle fino e elevar a velocidade do sistema.

3.7.6 Método de Condutância Incremental

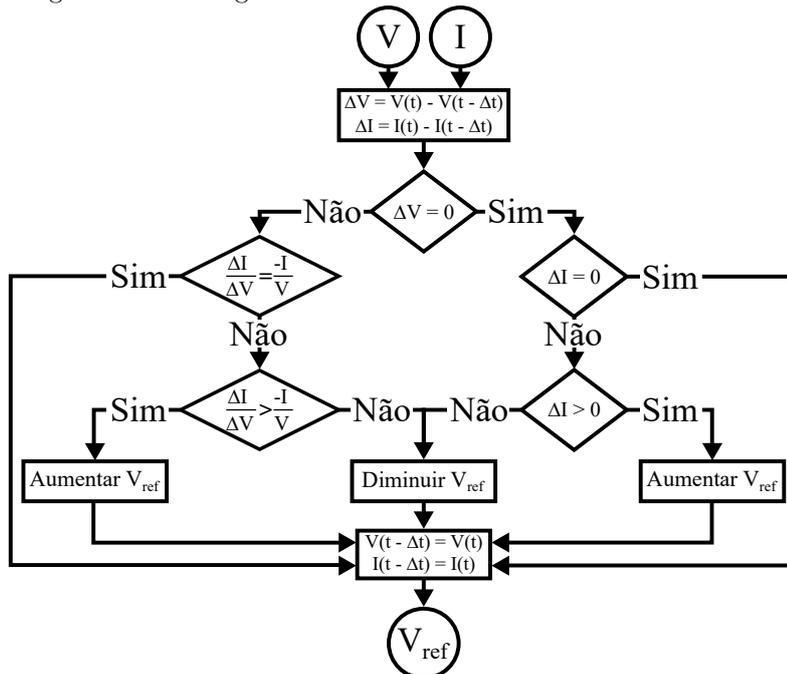
O método de Condutância Incremental ainda é considerado como da família do princípio *Hill Climbing*. Seus parâmetros são menos claros, à primeira vista, pois nos métodos anteriores, nos fluxogramas, é facilmente vista a relação entre potência e tensão de referência. A Figura 36 mostra o fluxograma da técnica. (COLLARES, 2012)

Nesse método é utilizada a relação entre o valor de condutância instantânea e incremental do arranjo, que necessita de valores de tensão e corrente do sistema. A potência fornecida pelo sistema é dada pelo produto de corrente pela tensão medidas no módulo.

Figura 35 – Fluxograma do método *EPP*.

Fonte: os autores (baseado em Yafaoui, Wu e Cheung (2017)).

Figura 36 – Fluxograma do método de Condutância Incremental.



Fonte: os autores (baseado em Anwar, Efstathiadis e Qazi (2013)).

Pode-se, então, determinar como essa potência varia com a tensão, de onde se tem a Equação 3.14.

$$\frac{\Delta P_{mód}}{\Delta V_{mód}} = I_{mód} + V_{mód} \times \frac{\Delta I_{mód}}{\Delta V_{mód}} \quad (3.14)$$

Reajustando a Equação, observa-se 3.15:

$$\frac{1}{V_{mód}} \times \frac{\Delta P_{mód}}{\Delta V_{mód}} = \frac{I_{mód}}{V_{mód}} + \frac{\Delta I_{mód}}{\Delta V_{mód}} \quad (3.15)$$

Observando a Figura 22 (Seção 3.5), tem-se que o Ponto de Máxima Potência ocorre no pico da curva de potência, ou seja, onde a variação de potência em relação à tensão é nula. Nesse ponto, o valor da condutância $G_{mód}$ é o mesmo do módulo de seu valor incremental $\Delta G_{mód}$ (COLLARES, 2012). Igualando-se a Equação 3.15 a zero, obtém-se:

$$\frac{I_{mód}}{V_{mód}} + \frac{\Delta I_{mód}}{\Delta V_{mód}} = 0 \quad \implies \quad \frac{I_{mód}}{V_{mód}} = -\frac{\Delta I_{mód}}{\Delta V_{mód}} \quad (3.16)$$

Resumindo, o método da Condutância Incremental opera comparando a condutância do sistema com a condutância incremental, verificando em que lado da curva o arranjo opera, sendo a variação de potência pela tensão positiva ou negativa. Ao fim, é incrementado ou diminuído *Duty Cycle* da chave do conversor, deslocando o ponto da curva para o pico de operação.

Diferentemente da técnica do *P&O*, essa permite a operação do arranjo no Ponto de Máxima Potência. Quando verificadas as condições das decisões do Fluxograma da Figura 36, se no *MPP* é mantido o seu estado. Na prática, essa afirmação peca por não ter maior tolerância, o que ignoraria certos ruídos, arredondamentos e pequenos erros de medição.

3.7.7 Método de Condutância Incremental Modificado

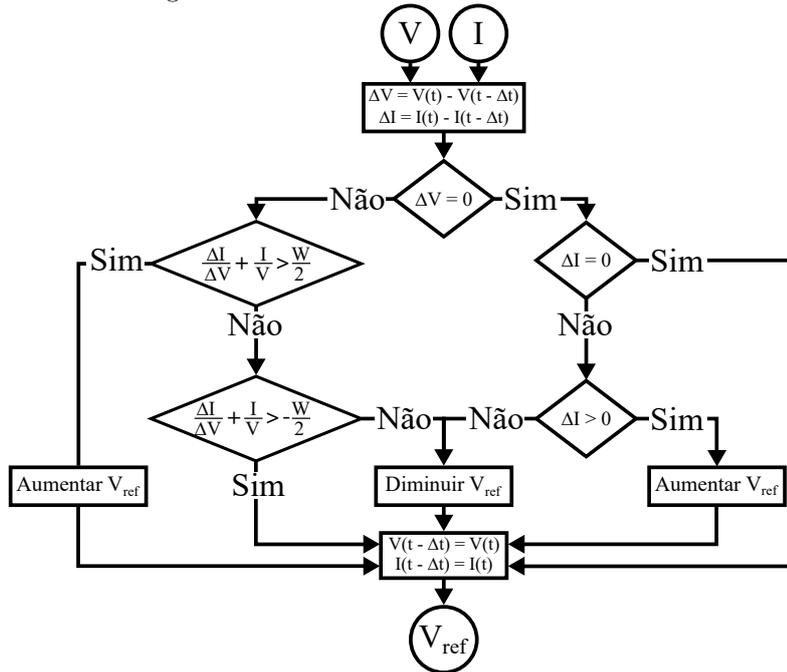
Com o intuito de resolver o problema de tolerância, foi feita uma modificação no algoritmo da Condutância Incremental. Assim como no algoritmo de *P&O*, é inserido um termo, agora chamado de W , em sua operação. Na Figura 37 pode ser vista uma alteração logo na decisão de comparação de variação de condutância.

O valor de W^4 é tido como valor de tolerância, determinando que seja mantido o valor anterior da tensão de referência.

Essa modificação tem os mesmos meios de sintonia do método *P&O*. O valor de W deve ficar entre a menor diferença de potência admissível no *MPP* e o menor valor de

⁴ O valor de W , no fluxograma, é dividido por 2 para definir um valor fixo de tolerância para maior e menor que o erro 0 com o *range* total de W . Esse valor pode ser representado de forma unitária ou ter limites diferentes se a aplicação demandar.

Figura 37 – Fluxograma do método de Condutância Incremental Modificado.



Fonte: os autores (baseado em Anwar, Efstathiadis e Qazi (2013)).

percepção do algoritmo, para que se tenha um novo ciclo de atualização no restante dos valores.

Nas duas técnicas, é mais simples a sintonização, modificando os ganhos de W para este método e de R para o outro, verificando, dessa forma, se o *MPP* foi alcançado, se uma leve perturbação passa despercebida ou se uma perturbação mais profunda é sentida no sistema.

3.7.8 Método *Beta*

O método *Beta* é uma aproximação do Ponto de Máxima Potência utilizando uma variável auxiliar. No trabalho original é chamada de β , porém, neste, será determinada como *Beta*, para evitar equívocos com o coeficiente de temperatura por percentual de variação de tensão de circuito aberto.

Pela interpretação direta do circuito da Figura 21 e do ajuste das equações 3.1 e 3.2 (utilização de constantes características da Equação do diodo), tem-se 3.17 e 3.18:

$$I = I_L - I_d \times \left(e^{c \times (I \times R_s + V_{mód})} - 1 \right) \quad (3.17)$$

e

$$c = \frac{q}{k \times T \times \eta} \quad (3.18)$$

Em que:

- I Corrente transferida do módulo, em Amperes (A).
 I_L Corrente gerada no módulo, em Amperes (A).
 I_d Corrente do diodo, em Amperes (A).
 R_s Resistência série do módulo, em Ohms (Ω).
 $V_{mód}$ Tensão no módulo, em Volts (V)
 q Carga do elétron, em Coulombs ($1,60217662 \times 10^{-19} C$).
 k Constante de Boltzmann, em Joule por Kelvin ($1,3806488 \times 10^{-23} J/K$).
 T Temperatura no módulo, em Kelvin (K).
 η Fator de qualidade do diodo, adimensional. .

Considerando apenas o módulo fotovoltaico e utilizando a derivada de $P_{mód}$ por $V_{mód}$, a mesma Equação 3.14, pode resolver e substituir as anteriores pela Equação 3.19:

$$\frac{dP_{mód}}{dV_{mód}} = 0 = I + V_{mód} \times \frac{-I_o \times \left(e^{c \times (I \times R_s + V_{mód})} \right) \times c}{1 + I_o \times \left(e^{c \times (I \times R_s + V_{mód})} \right) \times R_s \times c} \quad (3.19)$$

Por fim, resolvendo 3.19 por $I/V_{mód}$ e tirando o logaritmo natural dos dois lados na Equação resultante, tem-se 3.20.

$$Beta = \ln \left(\frac{I}{V_{mód}} \right) - c \times V_{mód} = \ln (I_o \times c) + R_s \times c \times I - \ln \left(1 + I_o \times \left(e^{c \times (I \times R_s + V_{mód})} \right) \times R_s \times c \right) \quad (3.20)$$

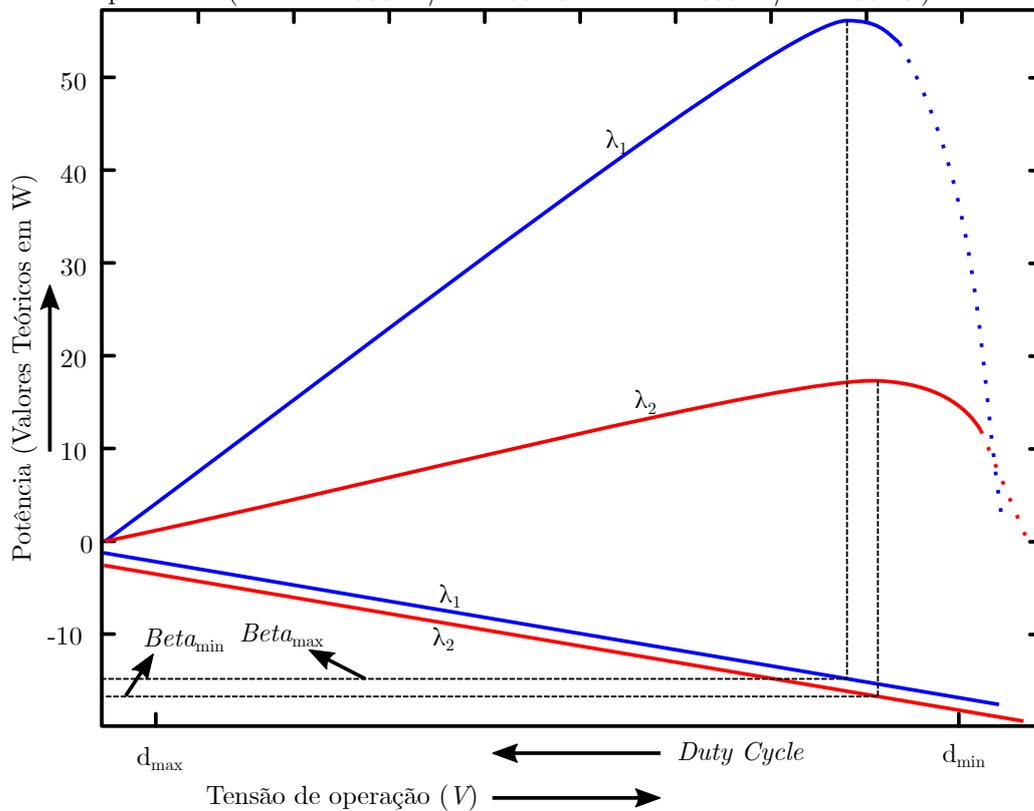
De acordo com Jain e Agarwal (2004), os idealizadores do método:

O lado esquerdo mostrado em 3.20 é chamado de *Beta*. O cerne do esquema proposto está no fato de que, ao invés de rastrear a potência, que não tem uma relação de entrada direta com o *Duty Cycle* do conversor *Boost* (dois valores diferentes do ciclo podem produzir a mesma potência), nós buscamos *Beta*, que oferece uma relação monotônica crescente injetiva com o *Duty Cycle* (vide Figura 38). Assim o rastreamento é mais simples e rápido que quando é buscada a potência. (JAIN; AGARWAL, 2004) (tradução e adequação: os autores)

A Figura 38 mostra a variação de potência e *Beta* às diferentes irradiações e temperaturas.

Assim, a aplicação do método fica simples. A linha de seguimento é contínua e há apenas um valor de ciclo para cada potência, mostrando-se um método extremamente rápido. Sua desvantagem é que a potência não deve ficar, na maioria dos casos, exatamente no Ponto de Máxima Potência, mas um pouco abaixo dele. (ANWAR; EFSTATHIADIS; QAZI, 2013)

Figura 38 – Variação de potência e $Beta$ com os respectivos *Duty Cycle* em diferentes irradiações e temperaturas (λ_1 é de 1.000 W/m^2 e $55 \text{ }^\circ\text{C}$ e λ_2 é de 300 W/m^2 e $30 \text{ }^\circ\text{C}$).



3.8 A Rede Neural Artificial

A Rede Neural Artificial é um processador paralelo com unidades simples de processamento que adquirem conhecimento experimental. Algumas aplicações mais conhecidas de utilização de redes neurais são reconhecimento de escrita manual, análises de fala e reconhecimento de voz, classificações e processamento de dados, robótica aplicada e controle de processos. Tem similaridade com a forma com que o cérebro funciona, nos seguintes pontos (HAYKIN, 2000):

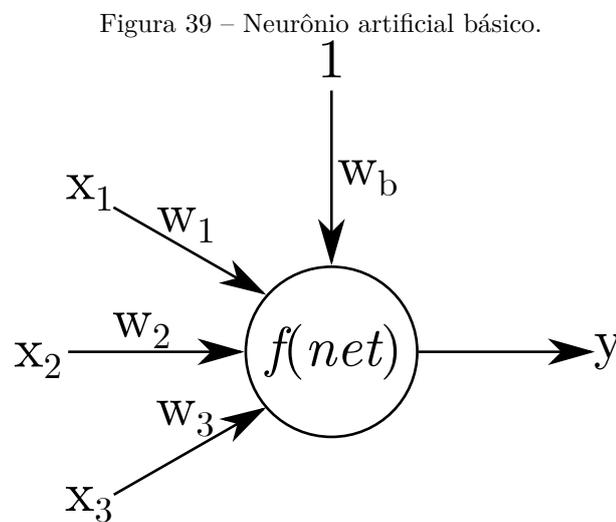
- Possui um processo de aprendizado por meio de experiências de treinamentos.
- As conexões entre neurônios são conhecidas como pesos sinápticos, da mesma forma como a informação viaja pelo cérebro.

A escolha da Rede Neural, para a resolução do problema de sombreamento parcial, se dá pelas suas características:

- Aprendizagem através de exemplos;
- Capacidade de generalização;

- Adaptabilidade;
- Tolerância a falhas.

O neurônio artificial segue a Figura 39, em que ele recebe as entradas, multiplica pelos pesos, faz a função de ativação e dá uma saída y . A Equação 3.21 mostra o cálculo de net (somatório pontual das entradas) que deve ser aplicado a uma função f , de ativação.



Fonte: Fausett (1994) (modificado).

Onde:

$$net = w_1 \times x_1 + w_2 \times x_2 + w_3 \times x_3 + w_b \quad (3.21)$$

Em que:

x_n Entradas do neurônio.

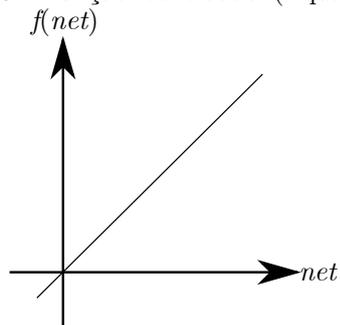
w_n Pesos multiplicadores para cada uma das entradas do neurônio.

w_b Peso de *bias* (em português, viés).⁵

As funções de ativação mais comuns são ilustradas nas Figuras 40 (Identidade), 41 (Degrau binário), 42 (Sigmoide binária) e 43 (Tangente hiperbólica / Sigmoide bipolar).

⁵ Peso que multiplica uma entrada fixa unitária.

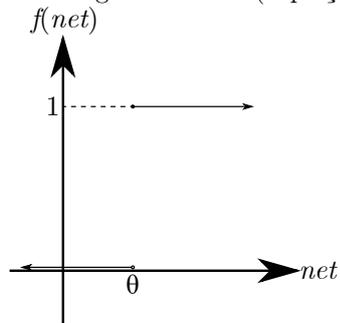
Figura 40 – Função identidade. (Equação 3.22)



Fonte: Fausett (1994).

$$f(net) = net \text{ para todo } net \text{ em } \mathbb{R} \quad (3.22)$$

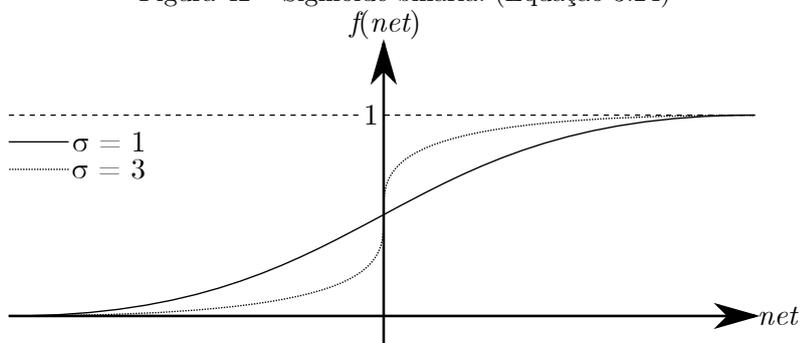
Figura 41 – Degrau binário. (Equação 3.23)



Fonte: Fausett (1994).

$$f(net) = \begin{cases} 0, & \text{para todo } net < \theta \\ 1, & \text{para todo } net \geq \theta \end{cases} \quad (3.23)$$

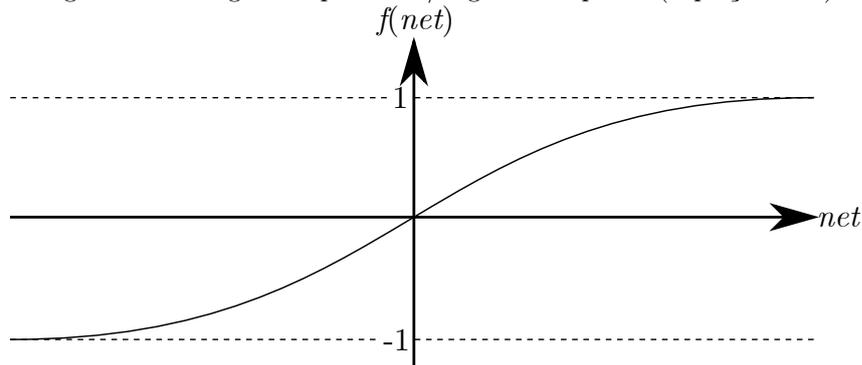
Figura 42 – Sigmoide binária. (Equação 3.24)



Fonte: [Fausett (1994).]

$$f(net) = \frac{1}{1 + e^{(-\sigma \times net)}} \quad (3.24)$$

Figura 43 – Tangente hiperbólica/ sigmoide bipolar. (Equação 3.25)



Fonte: Fausett (1994).

$$f(net) = \frac{1 - e^{-2 \times net}}{1 + e^{-2 \times net}} \quad (3.25)$$

Essas funções lineares (Equações 3.22 e 3.23) e não lineares (Equações 3.24 e 3.25) são exemplos do poder de ação potencial do neurônio (do neurônio biológico). Elas definem se o neurônio irá enviar um sinal ativo ou não para o próximo neurônio, ou para a saída da rede. (FAUSETT, 1994)

A utilização de funções não lineares evitam a convergência instável pela facilidade de saturação de cada neurônio. A mais utilizada é a função de tangente hiperbólica, devido a sua derivada ser computacionalmente mais simples (vista na Equação 3.26), já que qualquer outro tipo de sigmoide deve ter um termo multiplicador σ , que é a inclinação da função. (FAUSETT, 1994)

$$f'(net) = [1 + f(net)] \times [1 - f(net)] \quad (3.26)$$

A utilização de apenas uma camada de rede não é própria para a resolução de problemas de maior complexidade; porém, a combinação de neurônios em série, a fim de formar uma rede propriamente dita, não é uma tarefa simples.

O grande problema era que cada peso deveria ser alterado para que o treinamento da rede tivesse sucesso. Essa alteração provinha de um erro na saída da rede de uma simples camada e era aplicada diretamente pela regra de Delta, onde é utilizado um gradiente descendente para a atualização dos pesos das entradas dos neurônios. A regra de Delta, que determina a variação de valores do peso w_{ij} , é vista na Equação 3.27.

$$\Delta w_{ij} = \alpha (t_j - y_j) f'(net) x_i \quad (3.27)$$

Em que:

- α Razão de aprendizagem.
- t_j Saída desejada (*target*).
- y_j Saída real do neurônio.
- $f(x)$ Função de ativação.
- net Soma com os pesos da entrada do neurônio.
- x_i Entrada i do neurônio.

Com a utilização de mais de uma camada, aparentemente, essa regra de Delta ficaria impossível de ser aplicada. Quanto maior o número de camadas, mais nebuloso seria encontrar a responsabilidade de cada peso no erro final do sistema.

Até que, em 1988, foi desenvolvida uma ferramenta para que se pudesse utilizar os neurônios de forma combinada, a retropropagação de erro para o treinamento da rede, ou a generalização da regra de Delta, por Rumelhart, Hilton, Williams e McClelland. (FAUSETT, 1994)

A generalização prevê que sejam feitos dois passos importantes no treinamento: a propagação progressiva das entradas pela rede, onde são multiplicadas pelos pesos e passam seus valores para os neurônios adiante até a saída; e a retropropagação do erro, onde são feitos os gradientes descendentes de cada camada, a fim de encontrar a participação de cada peso no erro gerado para, por fim, atualizar cada peso de acordo com o esperado para a rede. (FAUSETT, 1994)

As características básicas são:

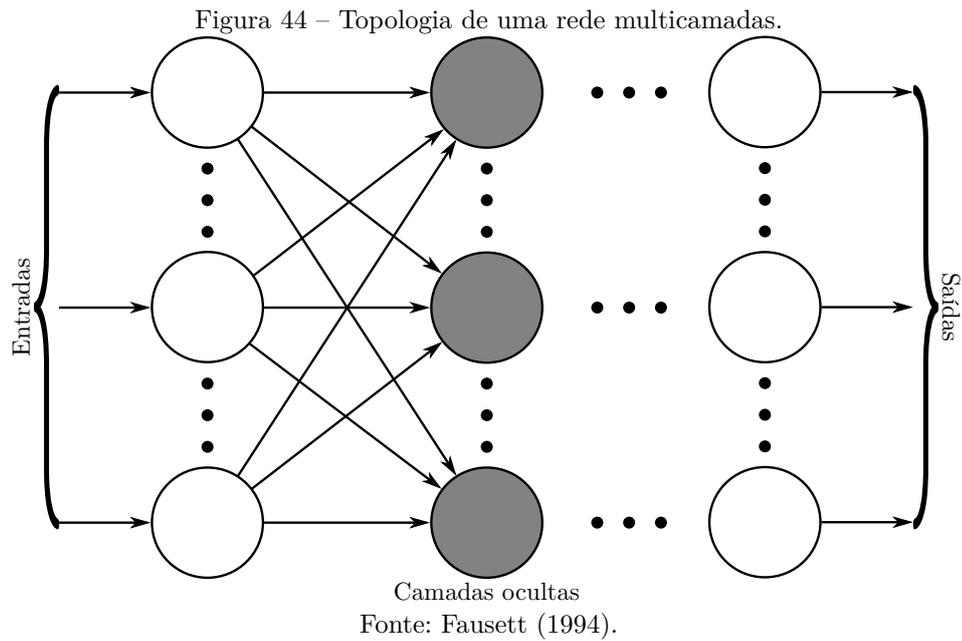
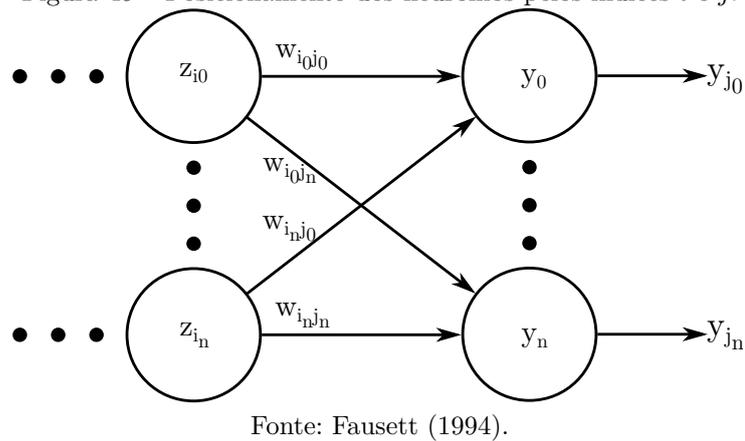
- Regra de propagação, que segue a Equação 3.28.

$$net = \sum w_{ij} \times x_i + b_j \quad (3.28)$$

- Função de ativação não linear, diferenciável em todos os pontos.
- Topologia de multicamadas.
- Algoritmo de aprendizado supervisionado.

A topologia da rede multicamadas é vista na Figura 44.

Os índices de i e j mostram qual neurônio é representado pelo passo, e essa relação é apresentada, de forma simplificada, pela Figura 45.

Figura 45 – Posicionamento dos neurônios pelos índices i e j .

Como apresentado, o algoritmo de aprendizado é dividido em duas partes: a propagação progressiva da entrada e a retropropagação do erro, como mostrado no fluxograma da Figura 46.

Seguindo o fluxograma e tomando os índices dos neurônios como base para nomear os termos das equações, aplica-se o algoritmo de treinamento:

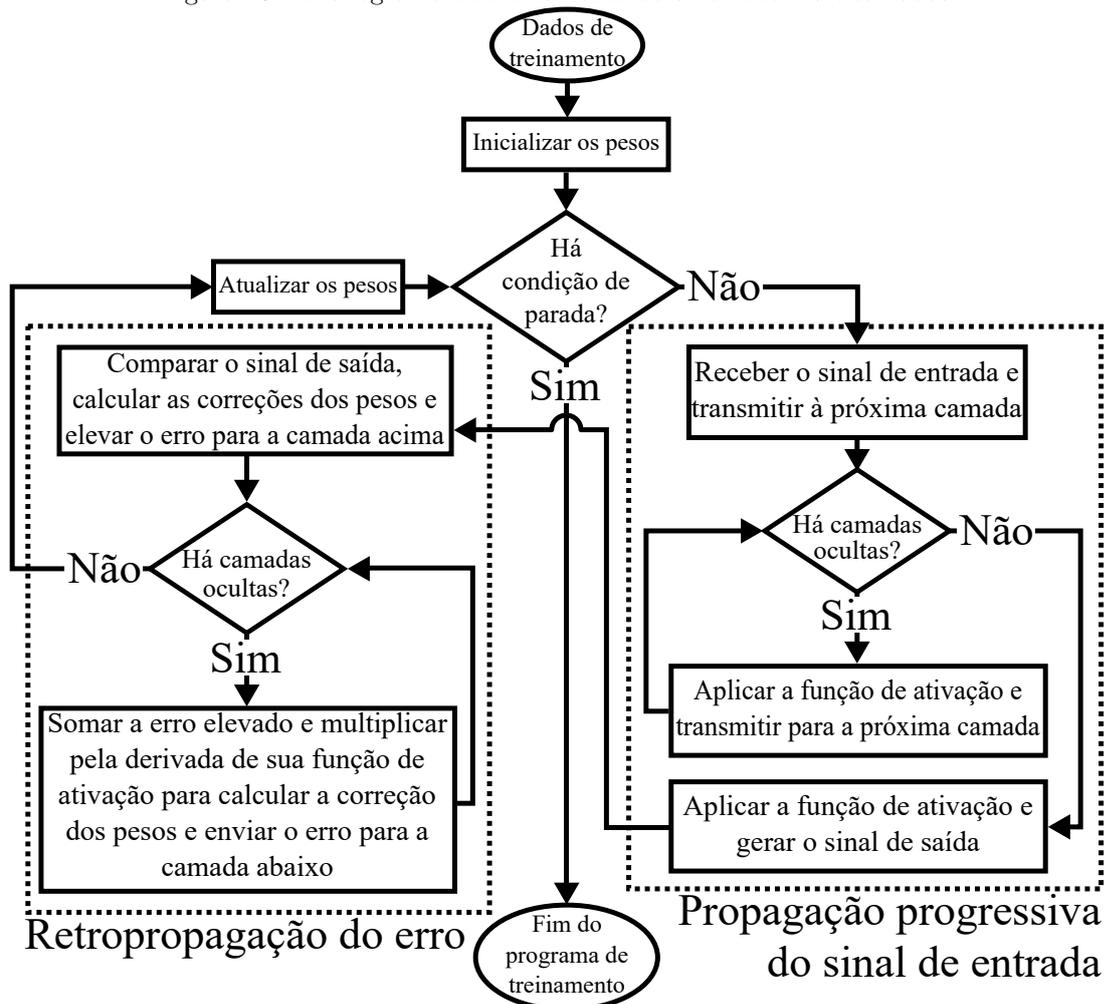
- Minimizar o erro quadrático pelo método de gradiente descendente pela Equação 3.29.

$$\Delta w_{ij} = -\alpha \times \frac{\partial E}{\partial w_{ij}} \quad (3.29)$$

- Encontrar o erro quadrático para o padrão p , pela Equação 3.30.

$$E^p = \frac{1}{2} \times \sum_j (t_j^p - y_j^p)^2 \quad (3.30)$$

Figura 46 – Fluxograma de treinamento de uma rede multicamadas.



Fonte: os autores, a partir de Fausett (1994).

Em que:

t_j^p Valor desejado para a saída do neurônio j para o padrão p (*target*).

y_j^p Valor calculado (estado de ativação do neurônio j) para o padrão p .

- Encontrar o erro total pela Equação 3.31 (todas as saídas para todos os padrões de entrada).

$$E_{total} = \sum_p \sum_j \frac{1}{2} \times (t_j^p - y_j^p)^2 = \sum_p E^p \quad (3.31)$$

- Cálculo de Δw_{ij} pela Equação 3.32.

$$\Delta w_{ij} = -\alpha \times \frac{\partial E^p}{\partial w_{ij}} = -\alpha \times \frac{\partial E^p}{\partial net_j^p} \times \frac{\partial net_j^p}{\partial w_{ij}} \quad (3.32)$$

Da Equação de ativação do neurônio para uma só camada (3.28), chega-se à Equação (3.33).

$$net_j^p = \sum w_{ij} \times y_i^p + b_j \quad (3.33)$$

E considerando as Equações 3.34 e 3.35, a seguir:

$$\delta_j^p = -\frac{\partial E^p}{\partial net_j^p} \quad (3.34)$$

Em que:

δ_j^p Valor de erro que deve ser retropropagado aos neurônios anteriores ao neurônio j para o padrão p .

$$\frac{\partial net_j^p}{\partial w_{ij}} = y_j^p \quad (3.35)$$

Obtém-se, então, a Equação 3.36 de Δw_{ij} ⁶.

$$\Delta w_{ij} = \alpha \times \delta_j^p \times y_j^p \quad (3.36)$$

- Utilizar a regra da cadeia para determinar δ_j^p , que depende da camada em que o neurônio j se encontra. Da Equação 3.34 obtém-se a Equação 3.37.

$$\delta_j^p = -\frac{\partial E^p}{\partial net_j^p} \Rightarrow \frac{\partial E^p}{\partial net_j^p} = \frac{\partial E^p}{\partial y_j^p} \times \frac{\partial y_j^p}{\partial net_j^p} \quad (3.37)$$

De onde se retira a Equação 3.38

$$y_j^p = f(net_j^p) \Rightarrow \frac{\partial y_j^p}{\partial net_j^p} = f'(net_j^p) \quad (3.38)$$

Com essas definições, chega-se a um impasse, que depende da localização do neurônio para descobrir sua participação no erro final:

- O neurônio j é um neurônio de saída da rede. Partindo da Equação 3.37, chega-se às Equações 3.39 e 3.40.

$$E^p = \sum_j \frac{1}{2} \times (t_j^p - y_j^p)^2 \Rightarrow \frac{\partial E^p}{\partial y_j^p} = -(t_j^p - y_j^p) \quad (3.39)$$

$$\frac{\partial y_j^p}{\partial net_j^p} = f'(net_j^p) \quad (3.40)$$

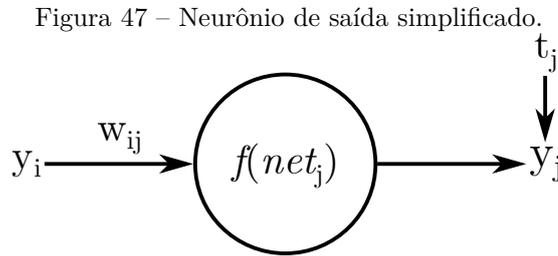
Delas, chega-se às Equações 3.41 e 3.42, em sua forma final.

$$\delta_j^p = (t_j^p - y_j^p) \times f'(net_j^p) \quad (3.41)$$

$$\Delta w_{ij} = \alpha (t_j^p - y_j^p) f'(net_j^p) \times y_j^p \quad (3.42)$$

⁶ Deve ser calculado para cada neurônio da rede.

Ficando o processador de saída simplificado, como visto na Figura 47 e na Equação 3.43.



Fonte: Fausett (1994).

$$\delta_j = (t_j - y_j) \times f'(net_j) \quad (3.43)$$

- (b) O neurônio j é um neurônio de camada oculta ou de entrada. Ainda partindo da Equação 3.37 e utilizando as Equações do item anterior, há de se descobrir o erro que foi retropropagado pelos neurônios de saída. Das Equações 3.39 e 3.30, obtém-se a Equação 3.44⁷.

$$\frac{\partial E^p}{\partial y_j^p} = \frac{\partial}{\partial y_j^p} \left[\sum_{l_n} \frac{1}{2} (t_{l_n}^p - y_{l_n}^p)^2 \right] = - \sum_{l_n} \left[(t_{l_n}^p - y_{l_n}^p) \times \frac{\partial y_{l_n}^p}{\partial y_j^p} \right] \quad (3.44)$$

Faz-se ainda a relação com a Equação 3.45.

$$y_{l_n}^p = f(net_{l_n}^p) \Rightarrow \frac{\partial y_{l_n}^p}{\partial y_j^p} = \frac{\partial y_{l_n}^p}{\partial net_{l_n}^p} \times \frac{\partial net_{l_n}^p}{\partial y_j^p} \quad (3.45)$$

Em que os termos são determinados pela Equação 3.46.

$$\begin{cases} \frac{\partial y_{l_n}^p}{\partial net_{l_n}^p} = f'(net_{l_n}^p) \\ \frac{\partial net_{l_n}^p}{\partial y_j^p} = w_{jl_n} \end{cases} \quad (3.46)$$

Então, tem-se o erro E definido pela Equação 3.47.

$$\frac{\partial E^p}{\partial y_j^p} = - \sum_{l_n} \left[\underbrace{(t_{l_n}^p - y_{l_n}^p) \times f'(net_{l_n}^p)}_{\delta_{l_n}^p} \times w_{jl_n} \right] = \sum_{l_n} \delta_{l_n}^p \times w_{jl_n} \quad (3.47)$$

Em que, finalmente, chega-se às Equações 3.48 e 3.49, em sua forma final.

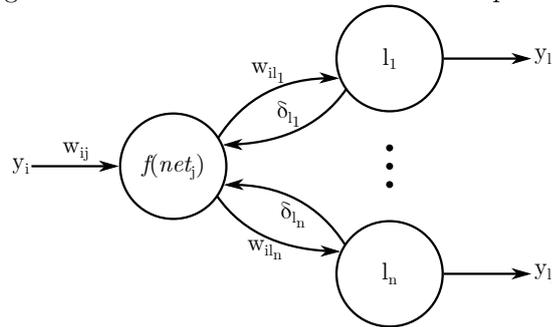
⁷ Para manter a consistência de formulação, o valor de entrada se mantém com a nomenclatura de i , o neurônio se mantém com a nomenclatura de j , o próximo neurônio será chamado de neurônio l de saída y_l .

$$\delta_j^p = \left(\sum_{l_n} \delta_{l_n}^p \times w_{jl_n} \right) \times f' (net_j^p) \quad (3.48)$$

$$\Delta w_{ij} = \alpha \left(\sum_{l_n} \delta_{l_n}^p \times w_{jl_n} \right) \times f' (net_j^p) \times y_i^p \quad (3.49)$$

Ficando o processador de saída simplificado, como visto na Figura 48 e na Equação 3.50.

Figura 48 – Neurônio de camada oculta simplificado.



Fonte: Fausett (1994).

$$\delta_j = \left(\sum_{l_n} \delta_{l_n} \times w_{jl_n} \right) \times f' (net_j) \quad (3.50)$$

Utilizando esse algoritmo, é possível resolver problemas que não são linearmente separáveis – a utilização de um OU exclusivo é um exemplo de problema não linearmente separável, não sendo possível a sua resolução por meio de Rede Neural de apenas uma camada ($n\text{-layer} = 1$).

O problema apresentado na Seções 3.5 e 3.7 e na Subseção 3.5.1 prevê uma abordagem diferente de *MPPT* para um controle de máximo global quando há mais de um máximo na curva de associação. Com esse tipo de rede é possível fazer uma predição do ponto de tensão de referência para um sistema fotovoltaico quando há sombreamento parcial e, conseqüentemente, resolver a curva de potência por tensão quando há descontinuidade brusca do ponto de operação para um novo ponto de máximo global.

Foi desenvolvida uma Rede Neural Artificial que pudesse observar os dados que o conjunto de módulos recebe e que interpretasse, por meio de treinamento, a melhor posição de tensão de referência na curva. Por meio do programa *Simulink* são obtidos os dados das curvas de potência por tensão com diversos sombreamentos e enviados a um programa de treinamento desenvolvido para fazer o treinamento da rede para esse conjunto específico de módulos.

3.9 Unidade inversora e controle de inversão

O inversor é uma peça chave da conexão entre o sistema fotovoltaico e cargas/rede. Sua função principal é a de converter o sistema gerador CC para uma sincronização com o lado CA.

Historicamente, os primeiros sistemas fotovoltaicos conectados com a rede elétrica foram introduzidos na década de 80, baseados em tiristores em inversores centralizados. Na década posterior foram introduzidas tecnologias como IGBT e MOSFET, com a segunda dominando o mercado.

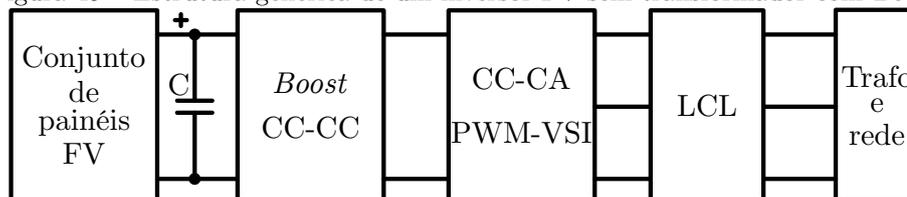
Devido ao alto custo da energia solar fotovoltaica, as tecnologias evoluíram, principalmente, pela eficiência e, diferentemente de inversores utilizados em máquinas girantes, os inversores fotovoltaicos são mais complexos tanto em *hardware* como em funcionalidade.

Assim, comercialmente, nomeia-se de inversor o conjunto de equipamentos elevador de tensão de entrada, o filtro de conexão à rede, o relé de desconexão da rede e o interruptor CC. Todos esses elementos compõem o mesmo equipamento e são os responsáveis pelo aumento da complexidade do *hardware*. Rastreamento de Ponto de Máxima Potência, sincronização de rede e registrador de dados são funções adicionais típicas necessárias para os inversores FV.

Outra questão importante é a capacidade de alta eficiência, mesmo com irradiações baixas.

Devido a grande variedade de topologias de inversores sem transformadores para sistemas fotovoltaicos, os algoritmos de modulação devem ser específicos. De forma típica, uma topologia com conversor *Boost* e sem transformador é mostrado na Figura 49.

Figura 49 – Estrutura genérica de um inversor FV sem transformador com *Boost*.



Fonte: Teodorescu, Liserre e Rodríguez (2011) – traduzido e simplificado.

Com a topologia definida, o inversor pode ser do tipo VSC (*Voltage-Source Converter*, do inglês, Conversor de Tensão de Entrada) ou CSC (*Current-Source Converter*, do inglês, Conversor de Corrente de Entrada), sendo escolhido o primeiro para compor este trabalho. Dependendo do fluxo de potência, o nome do conversor pode ser inversor ou retificador. Conversores conectados com a rede devem sempre funcionar como inversores, e podem se beneficiar da bidirecionalidade da potência para pré-carregar o link de corrente contínua. Como prosseguem Teodorescu, Liserre e Rodríguez (2011):

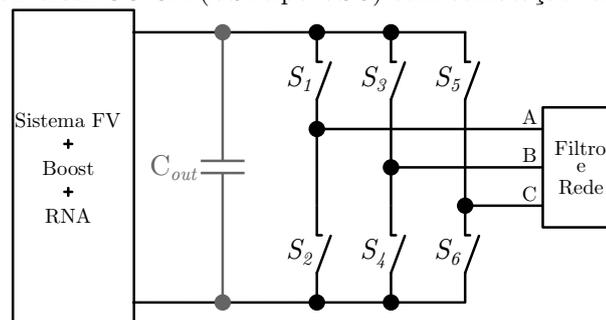
No caso do VSC, um capacitor relativamente grande alimenta o circuito conversor principal: uma ponte trifásica. Seis chaves são usadas no circuito principal, cada uma composta, tradicionalmente, por um transistor de potência e um diodo de flyback para fornecer fluxo de corrente bidirecional e capacidade de bloqueio de tensão unidirecional. O VSC precisa de elementos passivos CA e CC. Os elementos passivos, como capacitores ou indutores, têm funções de armazenamento e filtragem. A operação do VSC é conectada ao uso de um armazenamento capacitivo DC em vez de um armazenamento indutivo DC. O capacitor DC é carregado com uma certa tensão. Essa tensão garante a função básica do VSC: controlar a corrente CA através da comutação. Então, através do controle de corrente CA, o VSC pode alterar o valor CC como retificador inativo e aplicações de filtro. Isso pode ser facilmente entendido a partir do balanço de energia. Uma vez assumido que não há perdas na operação, a energia ativa CA é transformada em energia CC através do VSC. O controle da energia ativa CA poderia ser feito através do controle da amplitude da corrente CA; então a alteração na energia CA ativa faz com que a energia CC mude, resultando em uma carga ou descarga do capacitor CC.

O processo de carga do capacitor CC, controle de corrente CA, controle de tensão CC é um círculo virtuoso que se baseia no possível armazenamento de energia devido ao capacitor CC.

Em seguida, a ação de filtragem é necessária por causa do PWM, que é realizada no lado DC e no lado AC. Os elementos passivos são carregados e descarregados durante o período de comutação, garantindo a suavização das correntes CA e da tensão CC. Essa ação de filtragem também é a base do controle executado. De fato, a dinâmica dos controles de corrente CA / tensão CC depende das constantes de tempo dos dois estágios de filtragem. (TEODORESCU; LISERRE; RODRÍGUEZ, 2011) (tradução: os autores)

A Figura 50 mostra as chaves e o posicionamento do inversor no sistema.

Figura 50 – Conversor CC-CA (VSI tipo VSC) com comutação forçada por PWM.



Fonte: Teodorescu, Liserre e Rodríguez (2011) (simplificado e traduzido).

Outras características do VSC incluem:

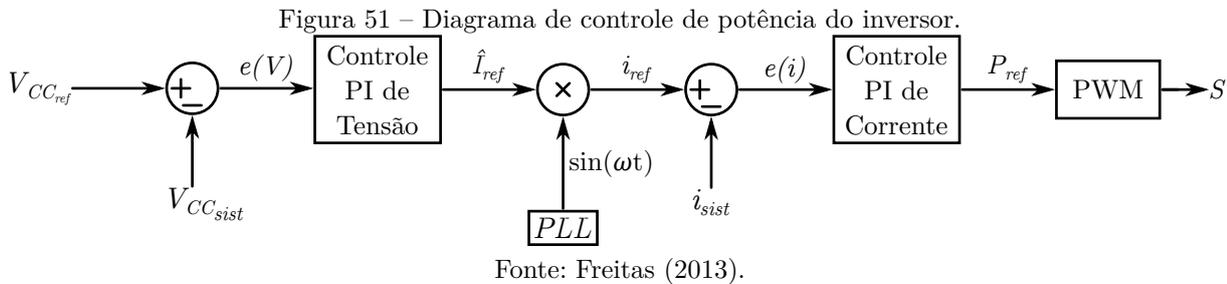
- No caso da tensão CC disponível ser limitada, a tensão de saída CA não pode exceder a tensão CC. Portanto, o VSC é um inversor abaixador (*Buck*) para conversão de energia CC/CA e é um retificador aumentador (*Boost*) para conversão CA/CC.
- Os dispositivos superior e inferior de cada perna não podem ser chaveados simultaneamente, caso contrário, ocorreria um curto. Esse é um problema sério para

a confiabilidade desses conversores. O tempo morto para bloquear os dispositivos superior e inferior deve ser fornecido no VSC, o que causa distorção da forma de onda.

- É necessário um filtro de alta ordem de saída para reduzir a ondulação na corrente e atender aos requisitos harmônicos. Isso causa perda adicional de energia e complexidade de controle.

3.10 O controle da potência injetada na rede elétrica

O controle de potência do inversor conectado à rede é feito no acoplamento com o filtro LCL, já que a rede mantém frequência e amplitude fixas. Esse controle é feito por meio da manipulação da corrente injetada. Seu diagrama de controle é visto na Figura 51.



Em que:

$V_{CC_{ref}}$ Tensão de referência do barramento CC.

$V_{CC_{sist}}$ Tensão em cima do capacitor de saída CC.

$e(V)$ Erro de tensão.

\hat{I}_{ref} Corrente (sem referência sinusoidal) que pode ser extraída do barramento CC.

i_{ref} Sinal utilizado como referência de corrente pelo sistema já com ação do PLL.

i_{sist} Corrente medida no filtro.

$e(i)$ Erro de corrente.

P_{ref} Sinal de referência utilizado para o chaveamento.⁸

S Chave.

Esse tipo de controle tem atuação dupla. A primeira é de manter a tensão CC constante com a referência $V_{CC_{ref}}$, definida pelo próprio *Boost*, explanado na Seção 3.6. Para isso ela é comparada à tensão medida no capacitor C_{out} e o erro gerado é minimizado em regime permanente pelo primeiro controlador. Assim, é gerado um sinal que é definido

⁸ Como o sinal de P_{ref} é retirado diretamente do sinal de corrente, esse controle é, de forma geral, descrito apenas como controle de corrente por alguns autores (e.g. Cunha (2013), Sousa (2016) e por vezes Freitas (2013)), neste trabalho, porém, descrito como sinal de referência de potência, já que estão na mesma linha de controle, corrente e tensão. Salienta-se que não são incorretas outras utilizações.

como correspondente à corrente que pode ser extraída desse barramento, chamado, aqui, de \hat{I}_{ref} .

\hat{I}_{ref} , porém, não tem referências de frequência ou de fase. O sinal gerado pelo *PLL* o multiplica, inserindo esse referenciamento com valores unitários, transformando-o em um sinal senoidal e em fase com a tensão da rede com amplitude proporcional ao valor médio da corrente extraída do barramento *CC*.

A segunda atuação do controle é de fornecer corrente para a rede. Para isso, é comparada a referência gerada i_{ref} com a corrente efetivamente entregue e, da mesma forma do controlador descrito anteriormente, seu desvio é compensado em regime permanente. O sinal gerado P_{ref} é, então, modulado por um PWM e enviado ao chaveamento do inversor. (FREITAS, 2013)

3.11 Filtro passivo de acoplamento

Os filtros passivos, de forma geral, minimizam as correntes harmônicas geradas por elementos inversores com controle digital (a utilização de *PWM* é notável pela geração de harmônicos de tensão). Existem 3 tipos de filtros passivos mais utilizados: *L*, *LC* e *LCL*.

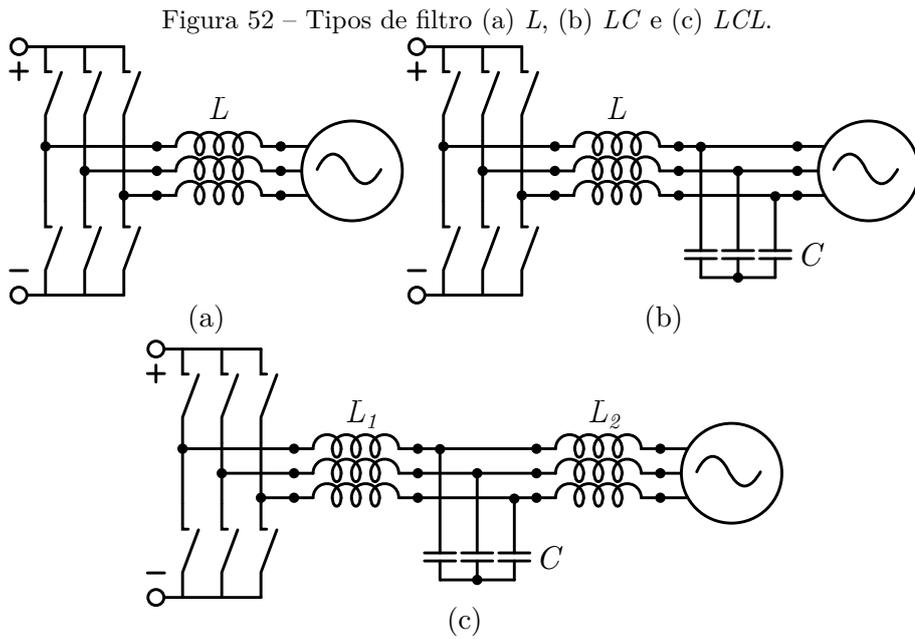
Os filtros *L* (indutivos), conhecidos, também, como indutores de acoplamento, são de primeira ordem e com atenuação na região de altas frequências de 20 *dB/década*. São utilizados, principalmente, para sistemas com baixa potência, já que necessitam de um indutor muito volumoso.

Já os filtros *LC* (indutivos-capacitivos) são de segunda ordem e atenuam 40 *db/década*, diminuindo o tamanho do indutor utilizado. No entanto, ao inserir um capacitor em paralelo com a rede elétrica, são gerados transitórios significativos de conexão. Há, também, o problema de frequência ressonante, instabilizando o controle de corrente quando há, de fato, a conexão com a rede.

Por fim, existem os filtros *LCL* (indutivos-capacitivos-indutivos), mais utilizados por diminuírem bastante o volume dos indutores, mantendo a atenuação de 40 *db/década*. Esse tipo de filtro reduz os transitórios de conexão, já que há uma indutância que elimina a ligação capacitor-rede. Ainda assim, existem frequências ressonantes que devem ser analisadas com cuidado, tendo em vista que essas frequências tendem a instabilizar o controle de corrente do inversor.

Na Figura 52 pode-se observar a conexão elétrica de cada tipo de filtro apresentado.

Foi utilizado um filtro *LCL* para a conexão com a rede após o inversor. A utilização do filtro se justifica, já que há geração de harmônicos pelo PWM que modula o sinal para o controle de chaveamentos do inversor. Quanto ao tipo de filtro, mesmo o filtro do tipo *L* ser recomendado para baixas potências, Teodorescu, Liserre e Rodríguez (2011) permitem o uso do filtro *LCL* para sistemas fotovoltaicos por utilizar três indutores menores, evitando



Fonte: Teodorescu, Liserre e Rodríguez (2011).

um indutor único de tamanho elevado, popularizando a instalação.

O procedimento para a escolha dos parâmetros do filtro requer a tensão RMS de linha e de fase na saída do inversor, potência ativa nominal do conversor, tensão do barramento CC e frequências da rede, de comutação e de ressonância. As Equações 3.51 e 3.52 permitem os cálculos das impedância e a capacitância de base; assim, é possível definir os valores do filtro em % desses valores. (Reznik et al., 2012) e (Reznik et al., 2014)

$$Z_b = \frac{V_{rede}^2}{P_n} \quad (3.51)$$

$$C_b = \frac{1}{2 \times \pi \times f \times Z_b} \quad (3.52)$$

C_f já pode ser definida por 3.53, considerando que a maior variação de fator de potência vista pela rede seja de 5%.

$$C_f = 0,05 \times C_b \quad (3.53)$$

Deve-se, então, definir a corrente máxima que passará pelo filtro pela Equação 3.54.

$$I_{max} = \frac{P_n \times \sqrt{2}}{3 \times V_{rede}} \quad (3.54)$$

Com a corrente definida, é possível definir o *ripple* máximo. Considerando que o valor escolhido seja de 10%, tem-se a Equação 3.55. É interessante apontar que nessa combinação, ao invés de reduzir o *ripple* para os 10% esperados, a redução chega a 20% do próprio valor, resultando em um *ripple* de apenas 2%.

$$\Delta I_{max} = 0,1 \times I_{max} \quad (3.55)$$

Com esses valores definidos, é possível determinar o valor de L_1 pela Equação 3.56 e o valor de L_2 pela Equação 3.57, sendo que f_s é a frequência de chaveamento do inversor e k_a a atenuação desejada.

$$L_1 = \frac{V_{C_{out}}}{6 \times f_s \times \Delta I_{max}} \quad (3.56)$$

$$L_2 = \frac{\sqrt{\frac{1}{k_a^2}} + 1}{C_f \times (2 \times \pi \times f_s)^2} \quad (3.57)$$

A frequência de ressonância, aqui chamada de f_{res} , é definida pela Equação 3.58 e deve, obrigatoriamente, estar entre dez vezes a frequência da rede e metade da frequência de chaveamento (Inequação 3.59). Essa relação deve ser checada para o funcionamento do sistema e, caso não seja adequado, os parâmetros escolhidos devem ser modificados para satisfazer a Inequação.

$$f_{res} = \frac{1}{2 \times \pi} \sqrt{\frac{L_1 + L_2}{L_1 \times L_2 \times C_f}} \quad (3.58)$$

$$10 \times f < f_{res} < \frac{1}{2} \times f_s \quad (3.59)$$

Assim, é possível determinar o valor do resistor de *damping* R_d pela Equação 3.60, a fim de atenuar parte do *ripple* de chaveamento, evitando ressonâncias. Seu valor deve ser de um terço da impedância do capacitor à frequência ressonante (Araujo et al., 2007).

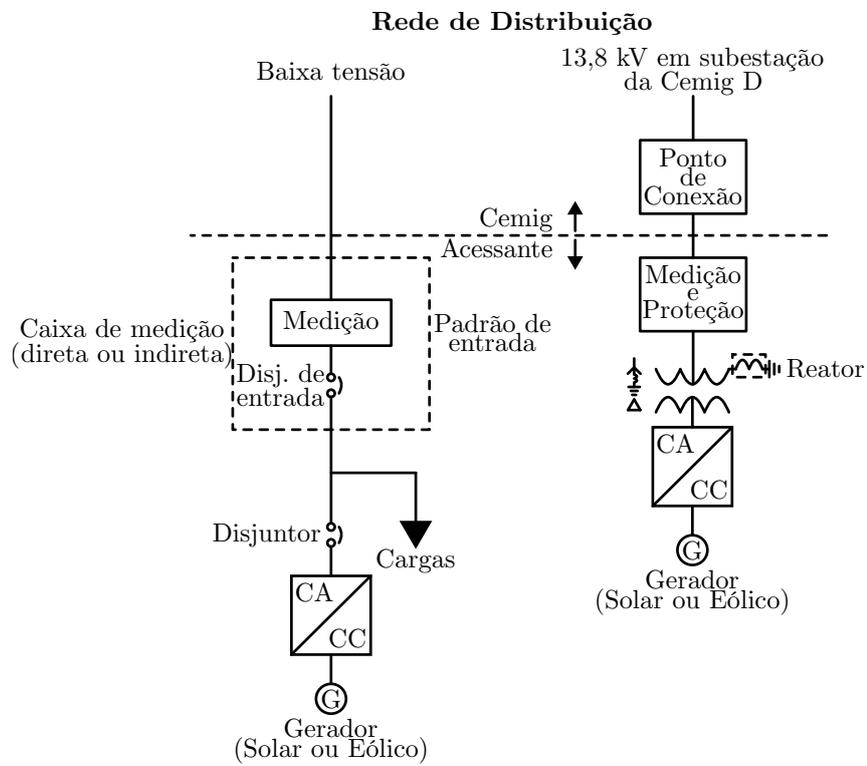
$$R_d = \frac{1}{6 \times \pi \times f_{res} \times C_f} \quad (3.60)$$

3.12 Conexão com a rede elétrica

Após o filtro, há um transformador e, em seguida, a rede elétrica de distribuição de 13,8 kV e 60 Hz trifásica. E depois da conexão com o transformador, há a utilização de linhas e cargas ativas e reativas para representar uma conexão típica. Ao fim, há outro transformador de 13,8 kV para 138 kV, com uma geração forte representado o restante da rede de forma a manter o nível de tensão e a frequência fixos.

A Figura 53 mostra como a Cemig (Companhia Energética de Minas Gerais), pelas NDs 5.30 e 5.31 ((Cemig, 2019) e (Cemig, 2018)), determina que sejam feitas as instalações em sua rede de distribuição em baixa tensão. A rede montada no MATLAB: Simulink (Versão R2017b) foi desenvolvida a fim de contemplar os dois tipos de conexão. De forma análoga, o sistema pode ser reproduzido para diferentes concessionárias.

Figura 53 – Pontos de conexão com a rede da Cemig.



Fonte: Cemig (2019) e Cemig (2018).

4 Experimentos e Resultados

4.1 Considerações iniciais

Neste capítulo são apresentados o sistema montado no *Simulink*, os métodos de *MPPT* utilizados e como são calculados os componentes auxiliares, em especial, o compensador *PID* e a sua sintonia, e os casos testes para comparação entre as tecnologias.

O primeiro caso traz diversas irradiações nos módulos e, no segundo, há uma rampa decrescente de irradiação para verificar o comportamento dos controles de forma continuada. Ao final, há a verificação do sistema conectado com a rede elétrica.

4.2 Dados do sistema

4.2.1 A geração fotovoltaica

Os dados do fabricante dos conjuntos FV 1 e FV 2 seguem a Tabela 4, com uma *string* de dois módulos em série e dois módulos em paralelo em cada conjunto. A irradiação e a temperatura que entram nos conjuntos são as mesmas para cada módulo do conjunto determinado. Os dados dos componentes de simulação seguem a Tabela 5, utilizados pelo MATLAB: Simulink (Versão R2017b) para a simulação dos módulos.

Tabela 4 – Dados dos módulos.

Modelo	Kyocera KD135GX-L (2 × 2)
Potência Máxima (W)	135,051
Tensão de Circuito Aberto V_{oc} (V)	22,1
Corrente de Curto-Circuito I_{sc} (A)	8,37
Tensão de MPP V_{mp} (V)	17,7
Corrente de MPP I_{mp} (A)	7,63
Coefficiente de Temperatura de V_{oc} (%/°C)	-0,32
Coefficiente de Temperatura de I_{sc} (%/°C)	0,01
Número de Células por Módulo	36

Fonte: Kyocera Solar (2017).

Tabela 5 – Parâmetros do modelo (da Figura 21) adotados.

Parâmetro	Valor
Corrente I_L gerada pela transformação direta de luz (A)	8,4089
Corrente de Saturação do Diodo I_d (A)	$5,9159 \times 10^{-11}$
Fator de Idealidade do Diodo nl	0,93236
Resistência Shunt Rsh (Ω)	51,1333
Resistência Série Rs (Ω)	0,23765

Fonte: The MathWorks, Inc. (2014).

Partindo do conjunto fotovoltaico, há a utilização de diodos de *bypass*, como comentado na Subseção 3.5.1, como proteção de FV 1 e FV 2, separadamente.

4.2.2 O conversor *Boost*

Há, então, a conexão com o conversor *Boost*, onde é necessário definir os valores de C_{in} , L e C_{out} . Seguindo as anotações descritas na Seção 3.6, pode-se definir o equacionamento da seguinte maneira:

- A definição de D , pela Equação 3.6, resulta na Equação 4.1. A tensão de entrada é o valor da soma das tensões dos módulos em série, totalizando 70,8 V. A tensão de saída utiliza um valor empírico de 500 V, que é uma tensão suficiente para que se tenha a inversão para a rede elétrica.

$$D = \left(1 - \frac{70,8}{500}\right) = 0,858 \quad (4.1)$$

- Com o valor do *Duty Cycle* definido, deve-se definir o valor de variação de corrente que irá passar pelo indutor L , da Equação 3.7 tem-se a Equação 4.2. O valor de $RippleI_{admitido}$ será de 15%.

$$\Delta I = 0,15 \times \frac{1080}{70,8} = 2,2881A \quad (4.2)$$

- Pode-se identificar o valor de L pela Equação 3.8, sua resolução pela Equação 4.3. O parâmetro de frequência de chaveamento do *Boost* segue o critério apresentado por Souza (2018) na Seção 3.6.

$$L = \frac{70,8 \times 0,858}{5.000 \times 2,2881} = 5,31mH \quad (4.3)$$

- O próximo passo do processo é definir o valor de C_{in} pela Equação 3.9, seu desenvolvimento obtido pela Equação 4.4. O valor de ondulação máxima de tensão no capacitor foi definido como 20%.

$$C_{in} \geq \frac{\frac{1080}{70,8} \times 0,858}{5.000 \times 70,8 \times 20\%} \geq 184,947\mu F \quad (4.4)$$

- Finalmente, pode-se definir o valor do capacitor C_{out} pela Equação 3.10, com sua aplicação na Equação 4.5. Como esta Equação depende mais da conexão de um possível inversor, são assumidos valores de 311 V de pico para a rede, com uma frequência de 60 Hz, com a mesma ondulação desejada que o capacitor C_{in} . O

rendimento do *Boost* foi assumido como de 93%, apenas para evitar uma idealidade que não seria real para o sistema¹.

$$C_{out} \geq \frac{\left(\frac{\sqrt{2} \times \frac{311}{500}}{311} - \frac{1}{93\% \times 500} \right) \times 1080}{4 \times \pi \times 60 \times 0,2 \times 500} \geq 9,71 \mu F \quad (4.5)$$

Com os valores do módulo e do *Boost* definidos, é feita a conexão com o *MPPT*. Cada valor de *MPPT* será descrito com detalhes.

4.2.3 Métodos de *MPPT*

Os métodos são aplicados no bloco de *MPPT*, e têm seus códigos computacionais descritos no Apêndice A.

Tensão Constante

O valor de V_{mp} , pela Equação 3.13, é fixo, dependendo apenas da constante k_1 (Seção 3.7.1), que equivale a 0,78, de acordo com Jain e Agarwal (2007), e do valor de V_{oc} do conjunto. Esse valor equivale à tensão de circuito aberto do conjunto, que é a soma das tensões de circuito aberto dos módulos em série, sendo $4 \times 22,1$, totalizando 88,4.

V_{mp} , então, tem o valor de 68,952 V, próximo ao valor do disponibilizado pelo fabricante de 70,8 V do conjunto.

P&O Clássico

O método P&O Clássico segue o fluxograma da Figura 33. O método foi montado em um bloco do tipo *S-Function*, que recebe um código em *C*, com as entradas *v para tensão e *p para potência, e saída *d.

Fica definido para tensão inicial um valor próximo ao de V_{mp} , sendo escolhido 70 para o início do bloco. O valor de variação da tensão de referência escolhido é de 0,5.

P&O

Assim como o método P&O Clássico, os valores do P&O são os mesmos, com a adição do termo *range*. Esse valor deve ser maior que a variação que o *MPPT* adiciona por passo, que é de 1, mas não pode ser tão grande que atrapalhe o seguimento da Máxima Potência. Assim, ficou definido o valor de 2, que representa 2,2 % da tensão, que, na referência, pode gerar uma variação na potência de 25 W.

P&O Modificado

O P&O Modificado tem os mesmos parâmetros de sua contrapartida moderna. O fluxograma da Figura 34 consta que deve haver um passo de integração vazio. Então, no código, há a alternância de um *flag* e a repetição do valor anterior para a tensão de referência.

¹ Um valor de 100% de rendimento traz 18,54 μF para o capacitor C_{out} .

EPP

O método EPP ainda conta com os mesmos parâmetros, mas, de acordo com o fluxograma da Figura 35, deve ter dois passos de integração. É possível ver no Apêndice A que dois passos incrementam um *flag* de seleção e repetem o mesmo valor de tensão de referência do passo anterior.

Condutância Incremental

O método da Condutância Incremental também pode ter os mesmos parâmetros dos métodos baseados em *Hill Climbing*, com a diferença de não ter a entrada de potência no bloco *S-Function*, mas uma entrada de corrente, como visto no fluxograma da Figura 36 e no Apêndice A.

Condutância Incremental Modificado

Esse modulo tem os mesmos valores da Condutância Incremental, porém, agora, com um valor de *range* de 5, que significa uma aceitação de 2,5% de erro para mais ou para menos.

Beta

O método *Beta* deve seguir a Equação 3.20. Com os valores das constantes inseridos, é possível chegar a uma corrente I de 15,26 A, pela divisão da potência pela tensão V_{mpp} dos módulos e de V_{mod} de 70,8 V. O valor de c depende da temperatura que deve ser ligada ao bloco de *MPPT*. Ao final, o valor de referência é resolvido na Equação 4.6, com os valores em evidência.

$$Beta = \ln \left(\frac{15,26}{70,8} \right) - \underbrace{\frac{7739,13}{(T + 293,15) \times 4}}_c \times 70,8 \quad (4.6)$$

4.2.4 A Rede Neural Artificial

A rede neural tem sua utilização em duas partes distintas. A primeira é o treinamento assistido com todos os valores possíveis de combinações dos conjuntos de módulos, que foram feitos no MATLAB: Simulink (Versão R2017b) e os valores encaminhados para o *workspace* do programa. A segunda é a aplicação dos pesos treinados no sistema de controle, a fim de trabalhar com valores não disponibilizados no treinamento.

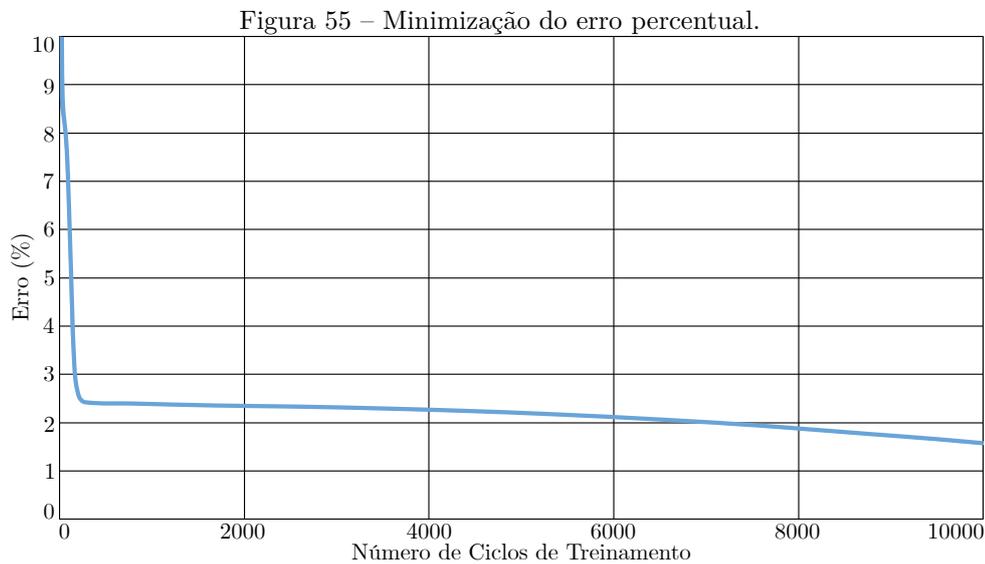
Com os valores separados, foi utilizado o programa de treinamento finalizado da Figura 15, que tem sua fonte no Apêndice B. Os dados de treinamento são compostos de 9.100 pontos para a aproximação de função, com queda de sombreamento de um dos conjuntos fotovoltaicos (a ordem de conjuntos sombreados/iluminados não importa). Pelos dados da Seção 3.5.1 e pela análise da Figura 29, é possível ver que o comportamento da curva é o mesmo, independente da ordem de sombreamento do sistema.

A entrada de irradiação do conjunto sombreado utiliza um bloco do tipo *Repeating*

Sequence Stair, que nada mais é que uma escada decrescente, de acordo com o tempo. A amostragem da curva com essa escada é de uma queda de 10 em 10 unidades, a fim de traçar várias curvas que representariam todas as combinações possíveis de sombreamento em série com um conjunto 100% iluminado.

A Figura 54 mostra, em formato de gráfico, como são entregues os dados ao programa de treinamento. Abaixo da Figura, é possível ver três excertos do gráfico: com 20% de sombreamento, outro com 50% e um terceiro com 80%, possibilitando melhor visualização das curvas do sistema parcialmente sombreado, unidas num só conjunto de dados.

Já a Figura 55 mostra a minimização do erro por número de ciclos pelo treinamento.



Fonte: os autores

Com a rede treinada e os pesos alcançados, foi implementado no *Simulink* um bloco do tipo *S-Function* com o código em *C*, visto no Apêndice A. Esse código contém todos os valores calculados para uma rede com dois neurônios de entrada (irradiações em cada conjunto fotovoltaico), 20 neurônios na camada oculta² (este número mostrou-se válido para a rede em questão), e um neurônio de saída, que envia ao *Boost* o valor de tensão de referência V_{ref} , como nos outros blocos de *MPPT*.

4.2.5 Componentes Complementares do Sistema CC

Destacam-se outros componentes utilizados configuráveis que fazem parte da simulação:

- Seguradores de ordem zero Z_{oh} (Subseção 4.2.5.1).

² No Apêndice A é vista uma camada oculta de 20 pesos \times 2. São 20 neurônios ocultos para 2 neurônios de entrada mais os 20 *bias* que os acompanham. A camada de saída *exitLayer* conta com 20 valores por existir apenas 1 neurônio de saída recebendo pesos dos 20 neurônios ocultos, além do seu *bias* declarado posteriormente.

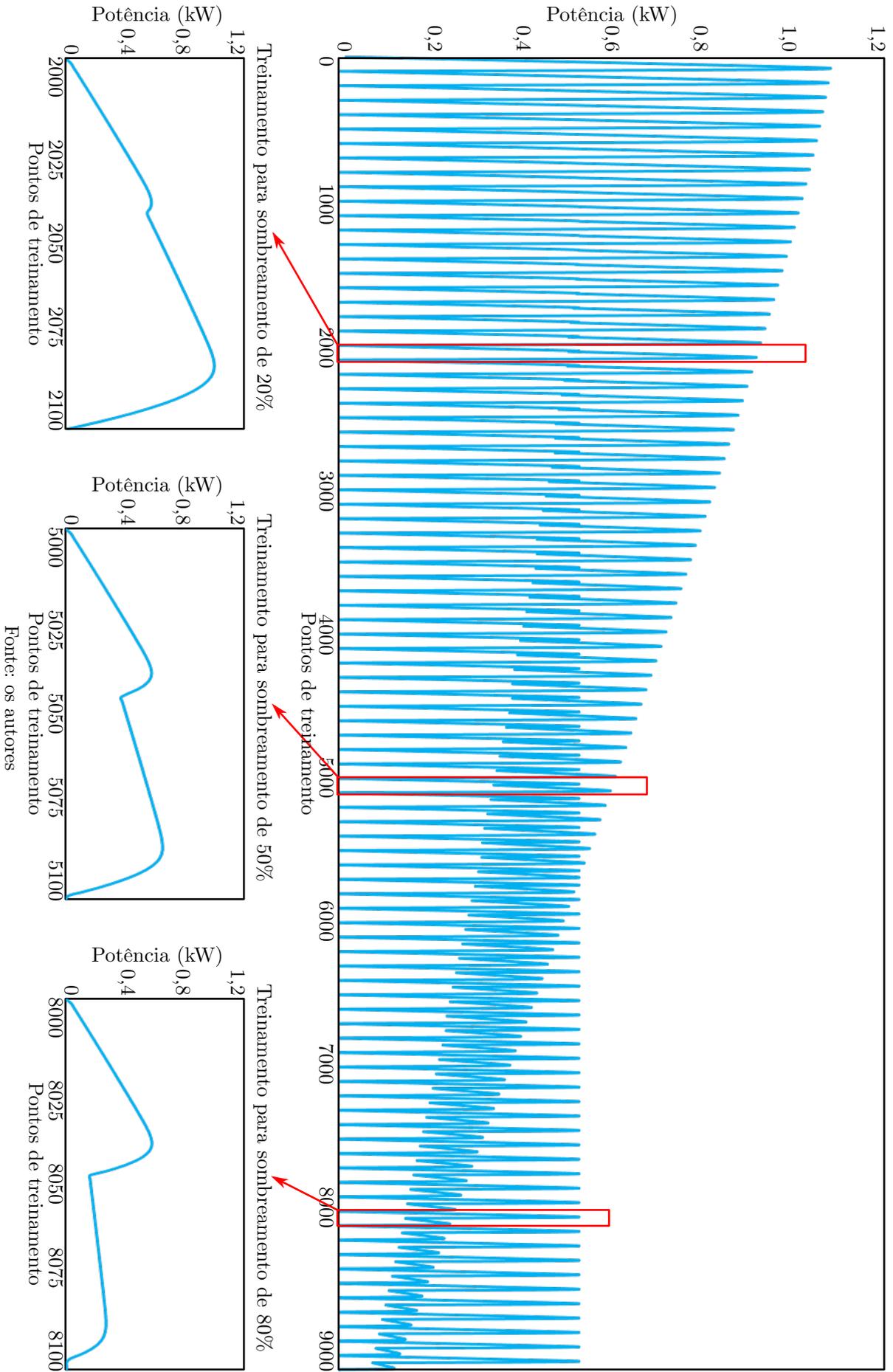


Figura 54 – Dados de treinamento para a rede neural.

- Saturador (Subseção 4.2.5.2).
- Compensador $PI(S)$ (Subseção 4.2.5.3).
- PWM (Subseção 4.2.5.4).

4.2.5.1 O segurador de ordem zero

O segurador de ordem zero é utilizado para segurar o sinal que entra por ele, de forma similar a um *buffer*, mas com a capacidade de converter um sinal discreto para contínuo em um determinado intervalo de medição.

Para as simulações, foi utilizado o tempo de 1×10^{-3} s, valor suficiente para que o controle possa atualizar a tensão de referência sem que haja um *overshoot* por saturação de entrada.

4.2.5.2 O saturador

O saturador deve limitar o valor de saída do erro entre a tensão de referência e a tensão medida do sistema para que não se tenha a saturação da chave quando comparado o erro compensado com o *PWM*. Sem esse dispositivo, um sinal de erro muito elevado poderia fazer com que o comparador não sentisse a passagem desse sinal portador pelo sinal modulador, saturando a chave aberta ou fechada, impossibilitando o controle desse sistema.

Para as simulações, foi utilizado o limite superior de 1 e o limite inferior de -1 no saturador, o mesmo do gerador de sinais (bloco *PWM*).

4.2.5.3 O compensador $PI(S)$

O compensador é um tipo de controlador *PI* (Proporcional Integral) que segue a Equação 4.7, em sua forma independente paralela.

$$PI = P + I \times \frac{1}{s} \quad (4.7)$$

Como seu nome já diz, ele compensa o sinal de erro para um nível aceitável de comparação com a geração de modulação do *PWM*.

Seus valores foram definidos pela ferramenta *sisotool*³ do MATLAB: Simulink (Versão R2017b), que significa *Design Single-Input, Single-Output Toolbox*, que abre a ferramenta *Control System Designer*. O primeiro passo para que se tenha boa sintonia do compensador é saber a função de transferência do conjunto fotovoltaico e do *Boost*

³ Método que utiliza *PID Tuning Software*, por otimização do *loop* do diagrama de blocos inserido, para ter a certeza de um resultado ótimo. O método é bastante semelhante à Síntese Direta, porém com várias alterações no modelo da planta para melhorar a robustez do controlador.

conectados. De acordo com Paja, Petrone e Montes (2012), a equação desenvolvida para se encontrar a função de transferência segue a Equação 4.8⁴.

$$G_{(FV+Boost)} = \frac{R_{FV} \times V_{out}}{(L_{Boost} \times R_{FV} \times C_{in}) s^2 + (L_{Boost}) s + R_{FV}} \quad (4.8)$$

Com o valor de R_{FV} , o módulo age como uma carga para o conversor, simplesmente pela aplicação da Equação 4.9.

$$R_{FV} = \frac{V_{in}^2}{P_{out}} \quad (4.9)$$

Utilizando as equações desenvolvidas por Paja, Petrone e Montes (2012), encontra-se a Equação 4.10, sendo a função de transferência do sistema fotovoltaico e *Boost* $G(s)$.

$$G(s) = \frac{400}{(9.162 \times 10^{-7}) s^2 + (0,001097) s + 1} \quad (4.10)$$

Utilizando, então, a opção *Tuning Methods* e selecionando a aba *PID Tuning* para sintonizar o compensador, foram escolhidas as especificações como constam na Tabela 6 para um controlador do tipo PI ⁵.

Tabela 6 – Dados da sintonização do compensador PI .

<i>Aba Specifications</i>	
<i>Tuning Method</i>	<i>Robust response time</i>
<i>Controller Type:</i>	<i>PI</i>
<i>Design Mode:</i>	<i>Time</i>
<i>Response Time</i>	0,06607 (<i>faster</i>)
<i>Transient Behavior</i>	0,76 (<i>Robust</i>)

Fonte: os autores.

Com esses parâmetros, é dada a função de transferência do controlador $C(s)$, vista na Equação 4.11.

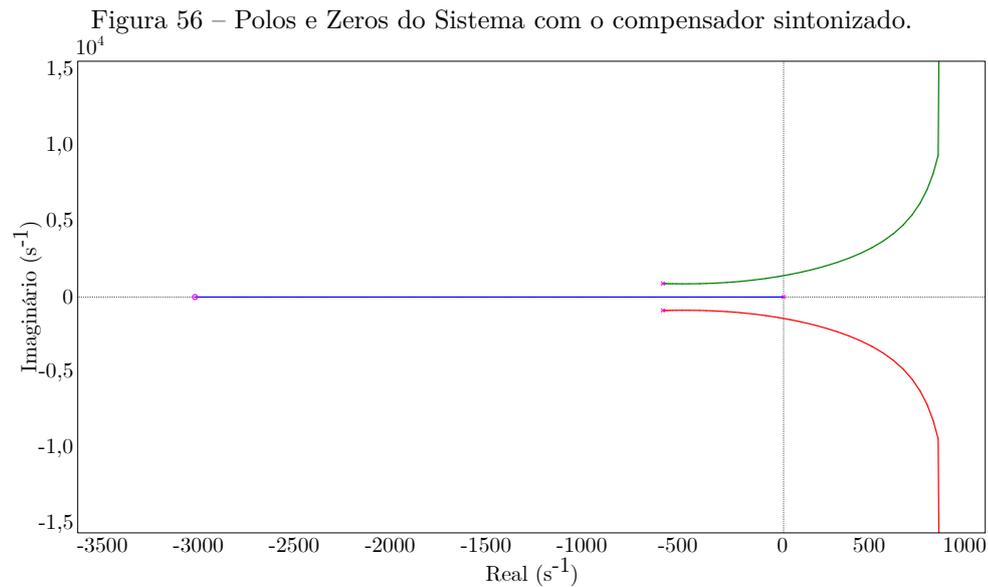
$$C(s) = 0,00025131 \times \frac{(s + 2,918 \times 10^3)}{s} \quad (4.11)$$

Separando em termos para se igualar à Equação 4.7, tem-se os valores de P e I como 0,7338252 e 0,00025131, respectivamente.

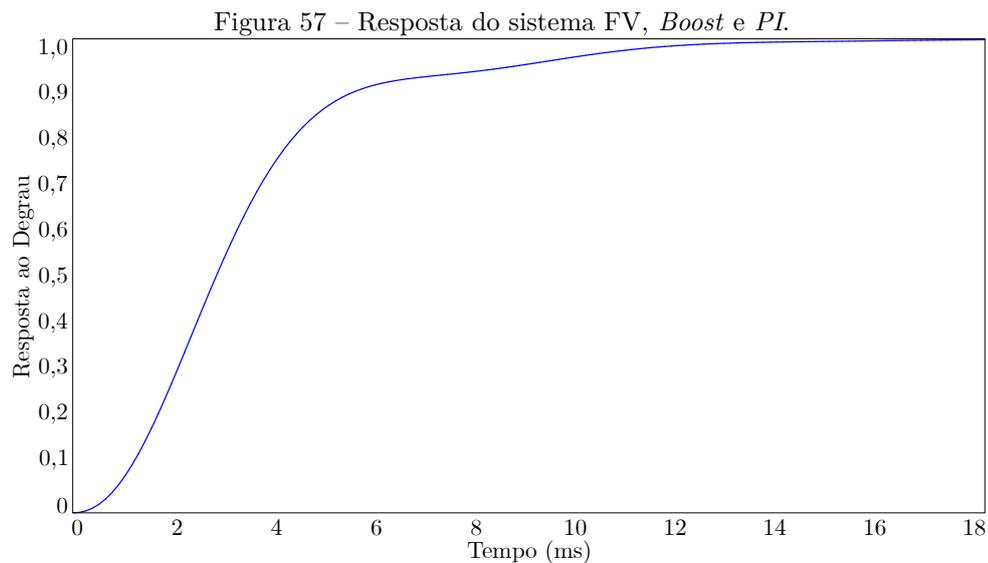
A Figura 56 mostra os polos e zeros do compensador e a Figura 57 mostra a resposta do sistema ao degrau. Verificando que os polos estão a esquerda no eixo real, conclui-se que o sistema é sempre estável e pode ser controlado.

⁴ É desenvolvido a partir de sua Equação no formato d , já que é desejado o sinal do compensador que será modulado pelo PWM .

⁵ Foi escolhido um controlador do tipo PI , pois os controladores P e PD não geram valores consistentes para a resolução do problema. O controlador do tipo PID não gera valores significantes para o multiplicador D .



Fonte: os autores, retirado do MATLAB: Simulink (Versão R2017b).



Fonte: os autores, retirado do MATLAB: Simulink (Versão R2017b).

O sistema foi testado com valores definidos pelos autores com o método de ajuste dos ganhos⁶, sendo este o primeiro meio de sintonia utilizado. Então, o compensador foi atualizado com a sintonia pelo *sisotools*.

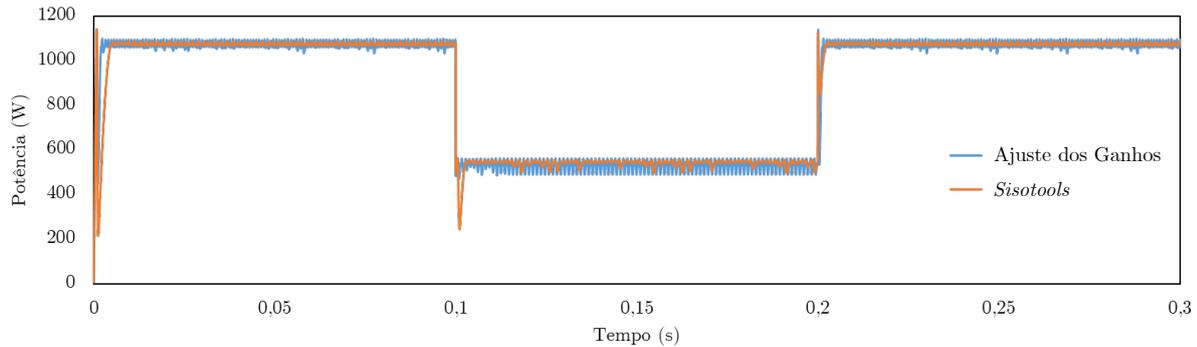
Pelo método de ajuste dos ganhos, P e I ficariam com os valores de 5 e 0,001, respectivamente.

Em um sistema com o método de tensão constante, foi inserida uma irradiação de $1.000W/m^2$ que decresce para $500W/m^2$ no instante de 0,1s e retorna para $1.000W/m^2$ no instante de 0,2s. Com os valores na mudança de irradiação, o erro é de 100%, decrescendo

⁶ Método também conhecido como *Manual Tuning*, ajuste online manual de tentativa e erro.

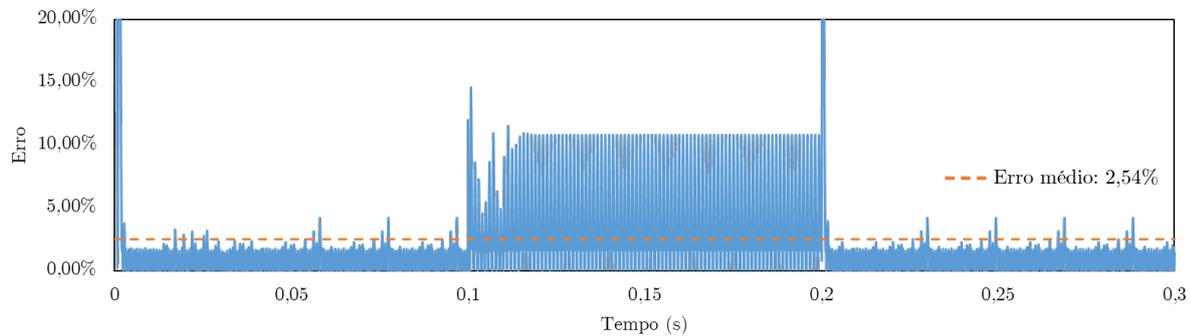
com o tempo. No gráfico não são mostrados esses valores, mas considerados na média. A Figura 58 mostra como fica a comparação em termos de potência, enquanto a Figura 59 mostra o erro percentual do método de ajuste dos ganhos e a Figura 60 mostra o erro percentual pelo uso do *sisotools*.

Figura 58 – Resposta de Potência utilizando as duas sintonias.



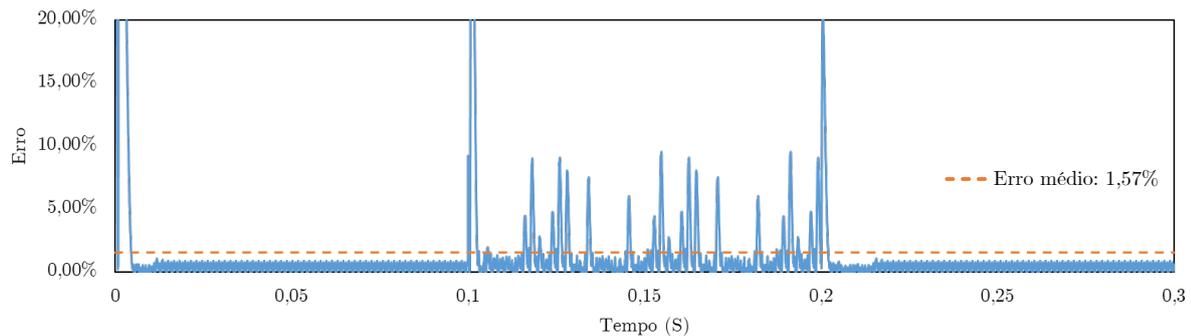
Fonte: os autores.

Figura 59 – Erro percentual do método de ajuste dos ganhos pela Máxima Potência possível para as determinadas irradiações.



Fonte: os autores.

Figura 60 – Erro percentual pelo uso do *sisotools* pela Máxima Potência possível para as determinadas irradiações.



Fonte: os autores.

Observa-se pelas respostas que o valor pela utilização do *sisotools* é mais eficiente, porém mais lento, devido ao valor proporcional P ser menor. Os valores de integral I são próximos, então não há grande diferença entre os dois métodos pelo seu uso.

4.2.5.4 O PWM

Por fim, na Figura 62, é apresentado o bloco *PWM*, que é a representação de um gerador de ondas triangulares para servirem de moduladoras com o sinal de saída do bloco *PI*. Sua frequência de operação foi discutida na Seção 3.6 e retomada na explicação do uso da Equação 4.3, tendo o valor de 5.000 *Hz*.

4.2.6 Unidade inversora e seu controle

O inversor e seu controle seguem o apresentado nas Seções 3.9 e 3.10. O bloco inversor utilizado é o *Universal Bridge*, ou ponte universal, retirado da livraria do *Simulink*. Este bloco é simples e requer, apenas, o número de pernas da ponte e o tipo de dispositivo a ser utilizado.

O número de pernas pode ser 1, 2 ou 3, escolhido o último para se ter um conversor trifásico com seis dispositivos de chaveamento. Quanto ao tipo de dispositivo, foi escolhido o tipo *Average-model based VSC* (VSC baseado no modelo genérico). De acordo com a descrição do bloco, diferentemente dos outros dispositivos eletrônicos de potência, esse modelo usa os sinais de referência (U_{ref}), que representam as tensões médias geradas nos terminais ABC da ponte, preservando a dinâmica da tensão média (MATLAB: Simulink, Versão R2017b). Assim, é possível utilizar um referencial gerado de acordo com os parâmetros desejados de controle, PLL e controle de corrente descritos na Seção 3.10.

Os parâmetros do controle de potência injetada na rede e o PLL são apresentados na Tabela 7.

Tabela 7 – Dados do controle de potência.

Potência nominal	1080 W
Frequência de Chaveamento	60 Hz
Tensão nominal do link CC	500 V
Ganhos do regulador de tensão (kp e ki)	14.9954 e 0.9958
Ganhos do regulador de corrente (kp e ki)	0,1001 e 199.9855
Tensões do transformador de saída (primário e secundário)	220 V e 13,8 kV

Fonte: os autores

4.2.7 O filtro LCL

O filtro LCL utiliza os blocos *Three-Phase Series RLC Branch* (Ramo trifásico RLC em série), composto de três ramos balanceados que consistem de um resistor, um indutor ou um capacitor, ou, ainda, uma combinação escolhida pelo parâmetro *Branch Type* (tipo de ramo) para selecionar os elementos em cada ramificação.

Os valores foram calculados a partir das equações apresentadas na Seção 3.11 e são apresentados na Tabela 8. O valor de k_a escolhido foi 0,2, para que os parâmetros se adequem aos limites da Inequação 3.59.

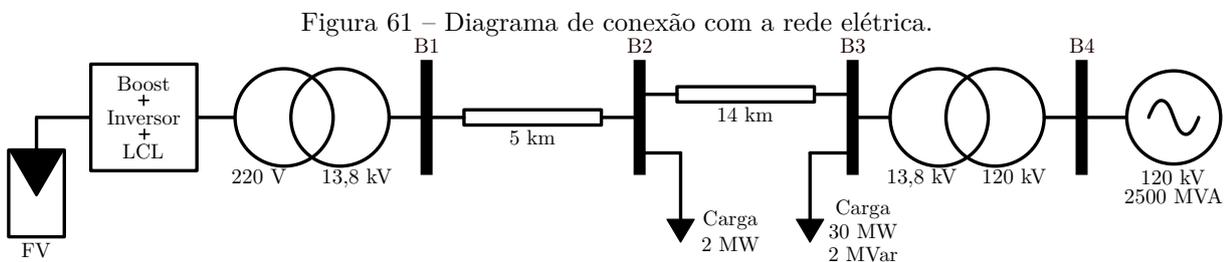
Tabela 8 – Dados do controle de potência.

Z_b	89,56 Ω
C_b	29,61 μF
C	1,48 μF
I_{max}	1,64 A
ΔI	0,164 A
L_1	102 mH
L_2	4,1 mH
f_{res}	2082 Hz
R_d	17,21 Ω

Fonte: os autores

4.2.8 A Rede Elétrica

A conexão com a rede foi feita diretamente em um transformador de 220 V da rede de baixa tensão para 13,8 kV de distribuição. Esse exemplo foi retirado de Giroux et al. (2012) e foi modificado para os níveis de tensão mais usuais encontrados no Brasil. A Figura 61 ilustra essa conexão e seus parâmetros principais.



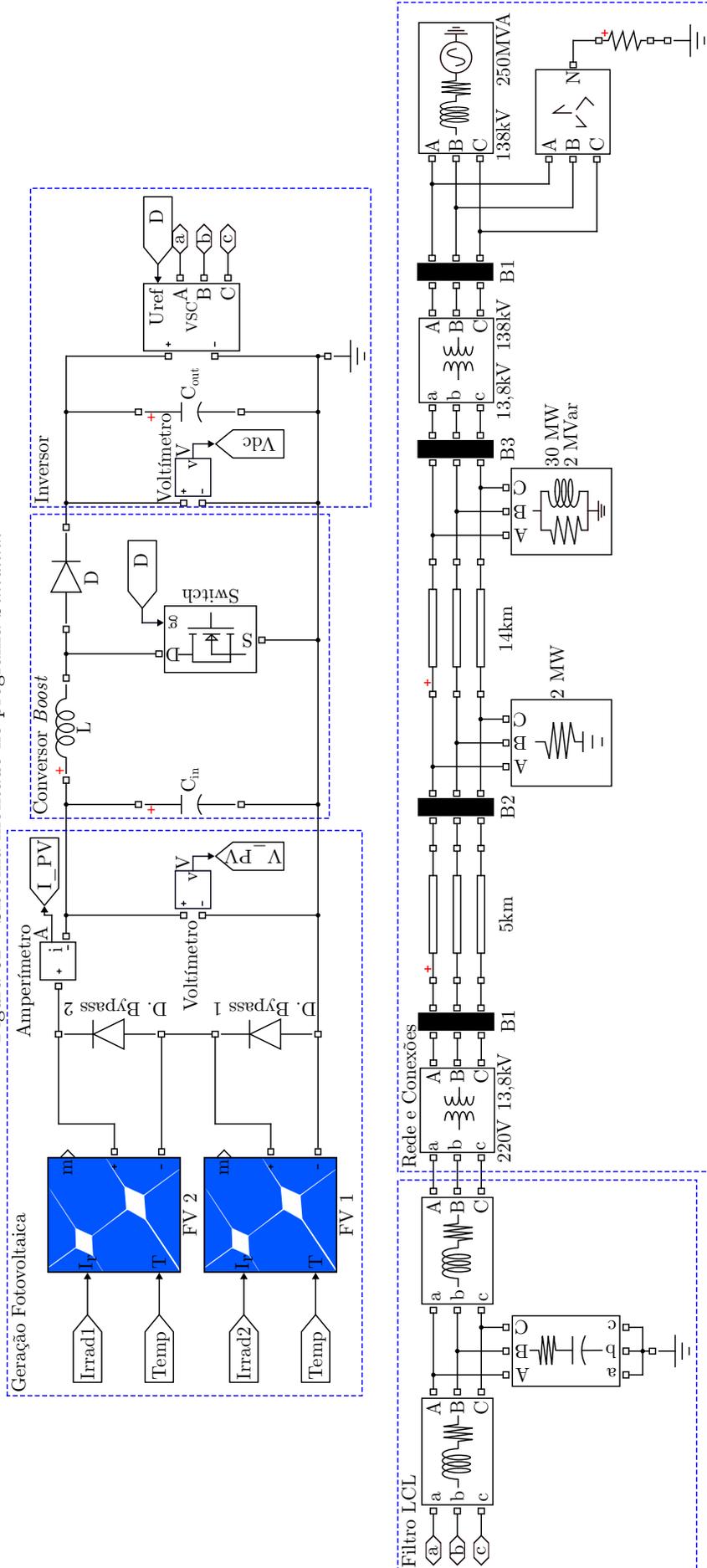
Fonte: Giroux et al. (2012).

Os parâmetros de controle do VSC são retirados da barra B1, sendo a corrente e a tensão na barra. A partir da barra B1, todo o conjunto é considerado como rede para fins de conexão. Os valores foram mantidos e apenas as tensões (e suas dependências) foram modificadas do modelo original.

4.3 O sistema completo

O sistema completo é montado no MATLAB: Simulink (Versão R2017b) e mostrado pela Figura 62. Para testes simplificados de funcionamento, o inversor, o filtro e a rede podem ser retirados e, em seu lugar, ser considerada uma carga CC. Essa configuração é utilizada para poupar tempo em casos em que a conexão com a rede não é o foco.

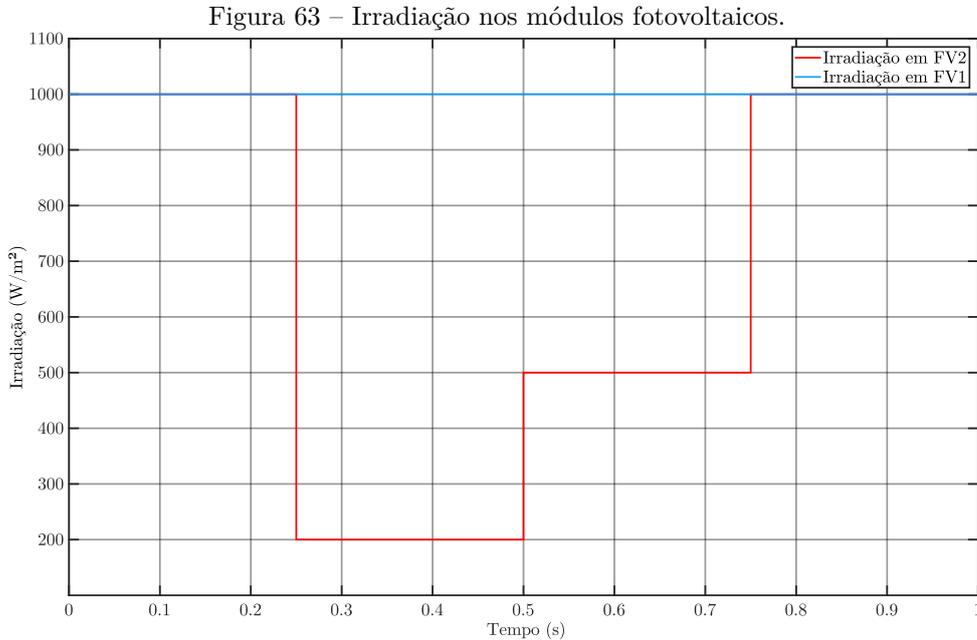
Figura 62 – Sistema montado no programa Simulink



Fonte: os autores

4.4 Análise com diversas irradiações em FV 2

A primeira análise foi feita com a mesma variação em FV 2. A Figura 63 mostra a irradiação em que o conjunto é submetido, enquanto o conjunto FV 1 é mantido em $1.000W/m^2$.



Fonte: os autores.

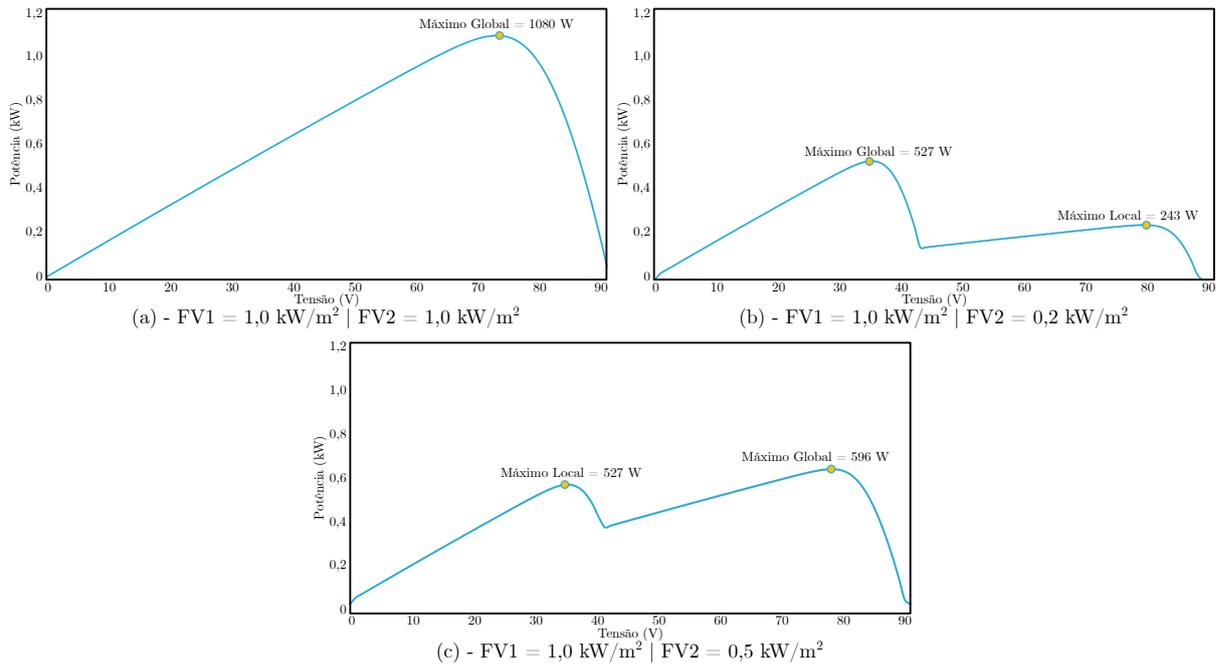
Propositalmente, a irradiação gera um Ponto de Máximo Global em um ponto de eixo X , distante do máximo nominal para testar se os *MPPT*s conseguem encontrar o máximo verdadeiro. A Figura 64 mostra os gráficos de Potência \times Tensão com os máximos globais e as irradiações para cada tempo em destaques.

Temporalmente, as figuras compreendem os intervalos de:

- (a): $t < 0,25s$ e $t > 0,75s$;
- (b): $0,25s < t < 0,5s$;
- (c): $0,5s < t < 0,75s$.

Para melhor entendimento de como são os máximos, a Figura 65 traz sobreposição de diversas curvas com os seus máximos em evidência. Nota-se que, a partir de certo sombreamento, é mais vantajoso para o sistema a desconsideração da parte sombreada para que a potência fique no máximo possível.

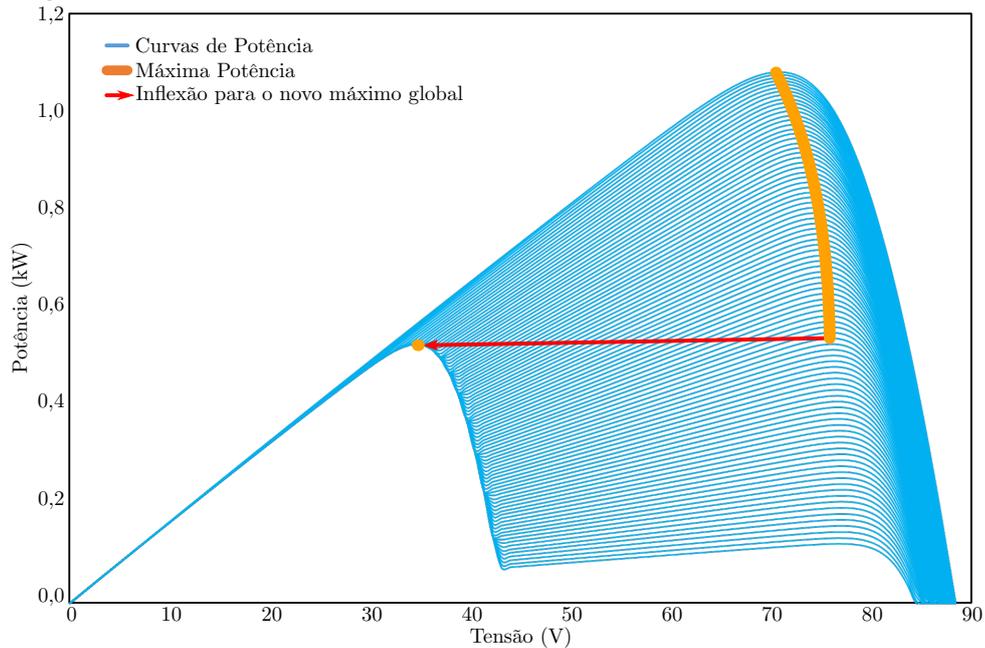
Os métodos seguiram a ordem da Seção 4.2.3. Foram inseridos cinco gráficos por método: primeiramente, o de potência \times tensão, para se ter a comparação com a Figura 65, e os gráficos de potências, tensões, correntes e erro percentual \times tempo em uma mesma figura com, nesta ordem, (a) as potências gerada e ideal, (b) as tensões gerada e

Figura 64 – Resposta de potência \times tensão para as irradiações do caso 1.

Fonte: os autores.

de referência, (c) as correntes de entrada e saída do *boost* e (d) o erro percentual entre a potência gerada e a potência ideal.

Nota-se que, para a irradiação entre os tempos de 0,25 s e 0,50 s, pela Figura 64, o ponto de tensão de operação para a Máxima Potência é de 527 W.

Figura 65 – Resposta de potência \times tensão para todos os sombreamentos parciais.

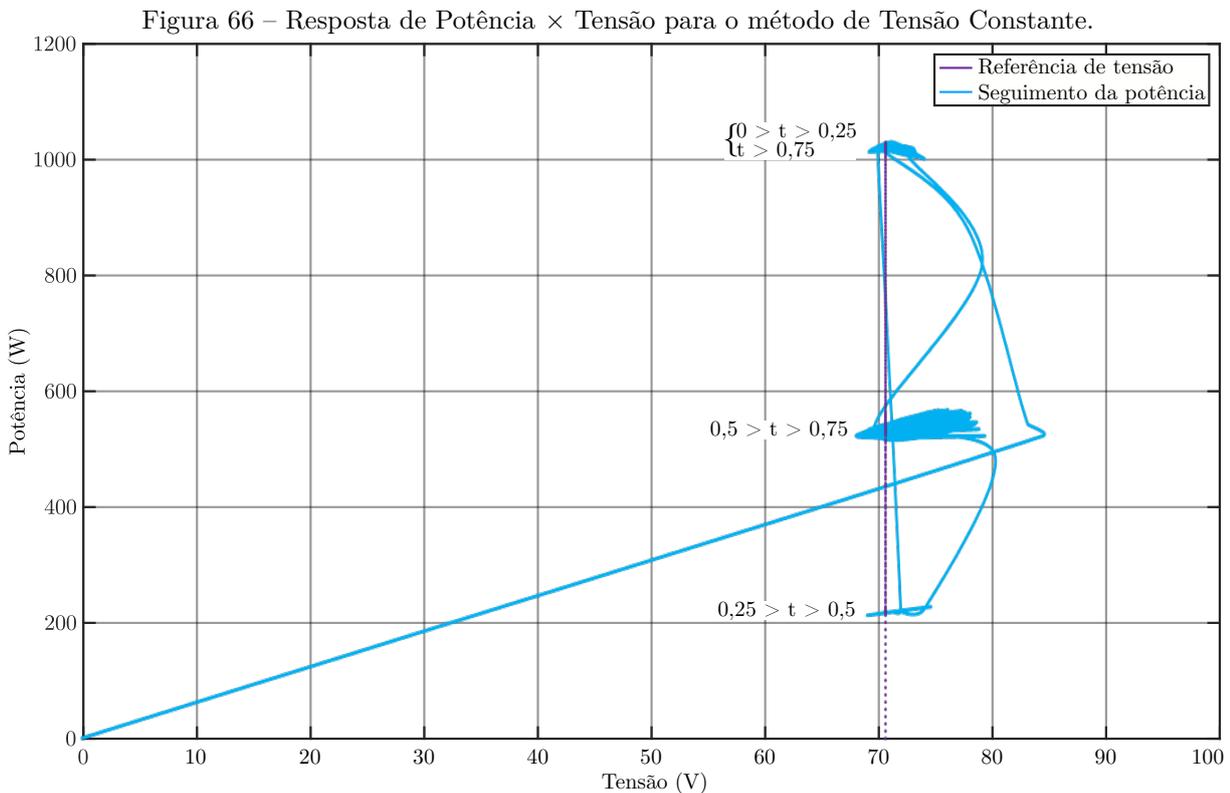
Fonte: os autores.

4.4.1 Método de Tensão Constante

O método de Tensão Constante tem uma baixa resposta de potência, porém ainda é uma opção válida para locais que têm características constantes.

Como o *Duty Cycle* é fixo para qualquer ponto, não são vistos muitos *ripples* na curva de tensão. Se houver qualquer variação ambiental, porém, o sistema deve ser alterado de forma *offline*. De forma geral, é um método válido, já que, para mudanças de irradiação, o Ponto de Máxima Potência tem os valores de tensão próximos, visto na Figura 65. No tempo especificado (entre 0,25 s e 0,50 s), não há o seguimento do máximo global.

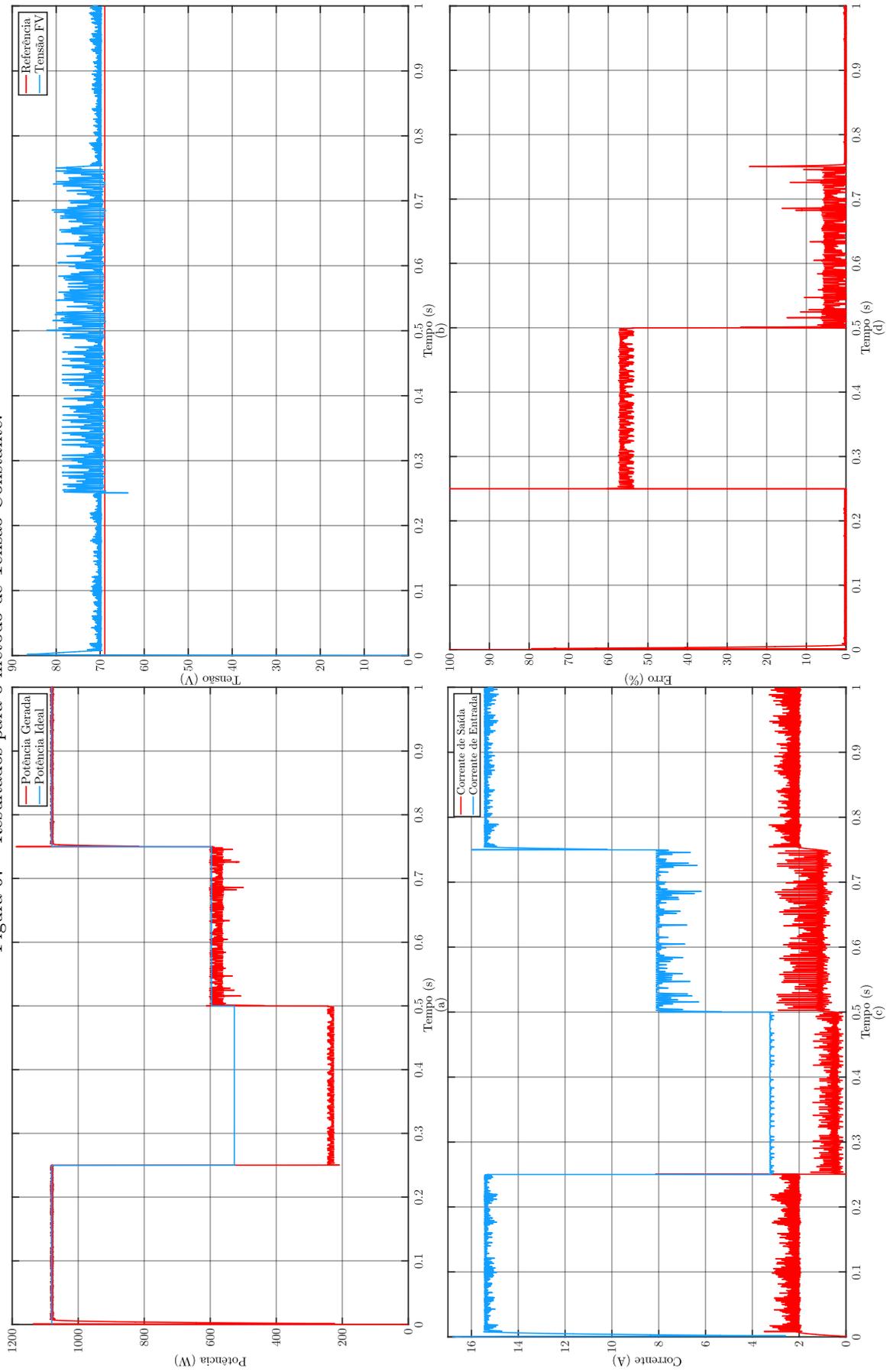
A Figura 66 mostra o gráfico de potência por tensão extraído do módulo. Em azul é apresentada a linha de potência atingida e em roxo a representação da referência de tensão pelo módulo. Comparando esse resultado com o esperado da Figura 65, vê-se que a tensão de referência não faz a inflexão desejada, já que ela é fixa em todos os momentos.



Fonte: os autores.

Já na Figura 67, vê-se que: (a) entre 0,25 s e 0,5 s há grande diferença quando há a troca do Ponto de Máximo Global. (b) Mostra que o método está controlando a tensão, que, nesse caso, é fixa. Em (c) tem-se as correntes; a de entrada é proporcional à potência, e a de saída segue a relação inversa do aumento de tensão do conversor, com um atraso dado pelos capacitores. E, finalmente, (d) mostra que o erro do método chega a 55% no momento de mudança do máximo global, mostrando que o método não é próprio para resolver esse problema.

Figura 67 – Resultados para o método de Tensão Constante.



Fonte: os autores.

4.4.2 Método *Perturba e Observa Clássico*

O método Perturba e Observa Clássico é o mais utilizado comercialmente, porém ainda tem algumas desvantagens: além do erro em regime permanente pela perturbação constante do sistema, a resposta dinâmica é considerada lenta, caso ocorram mudanças rápidas nas entradas. A Figura 68 mostra o gráfico de Potência \times Tensão. (AILLERIE et al., 2010)

A Figura 69 mostra, (a) Potências, (b) Tensões, (c) Correntes e (d) Erro percentual \times tempo do método Perturba e Observa Clássico. A análise dos gráficos, em 0,25 a 0,5 segundos, mostra que o método também não consegue resolver o problema de mudança de máximo global.

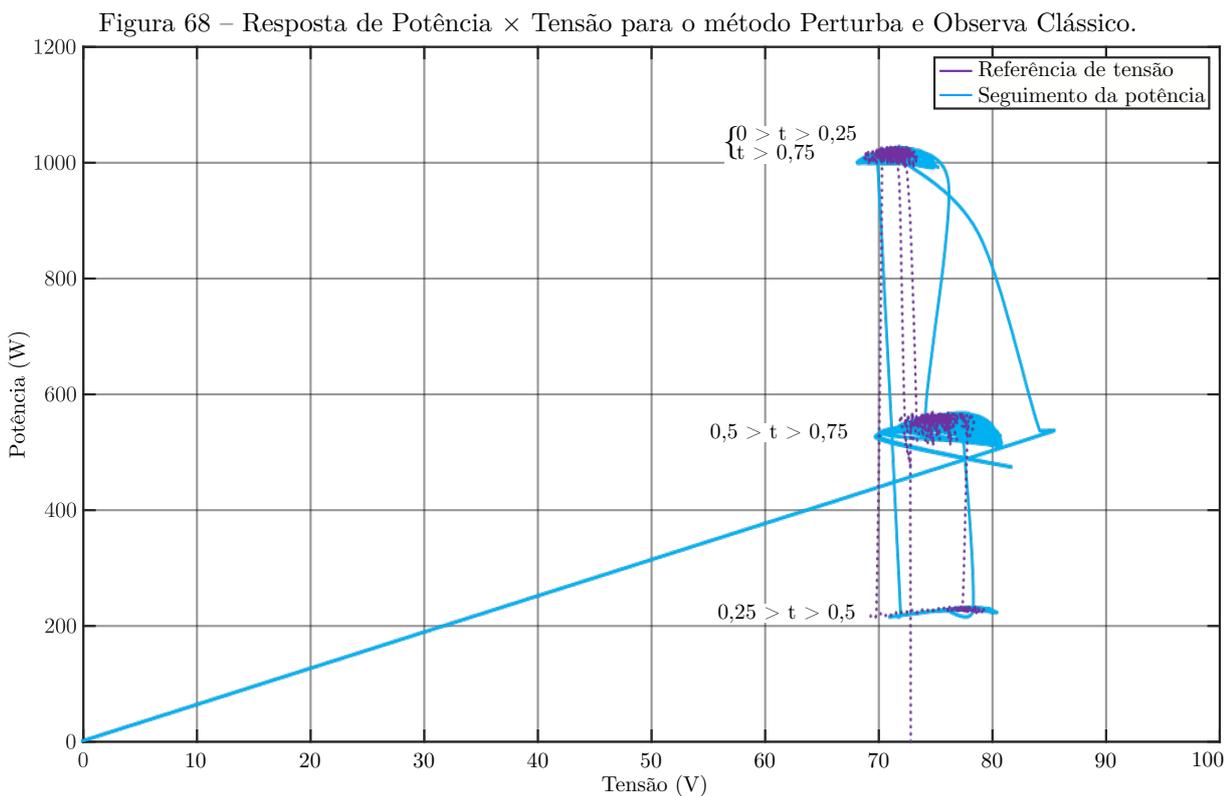
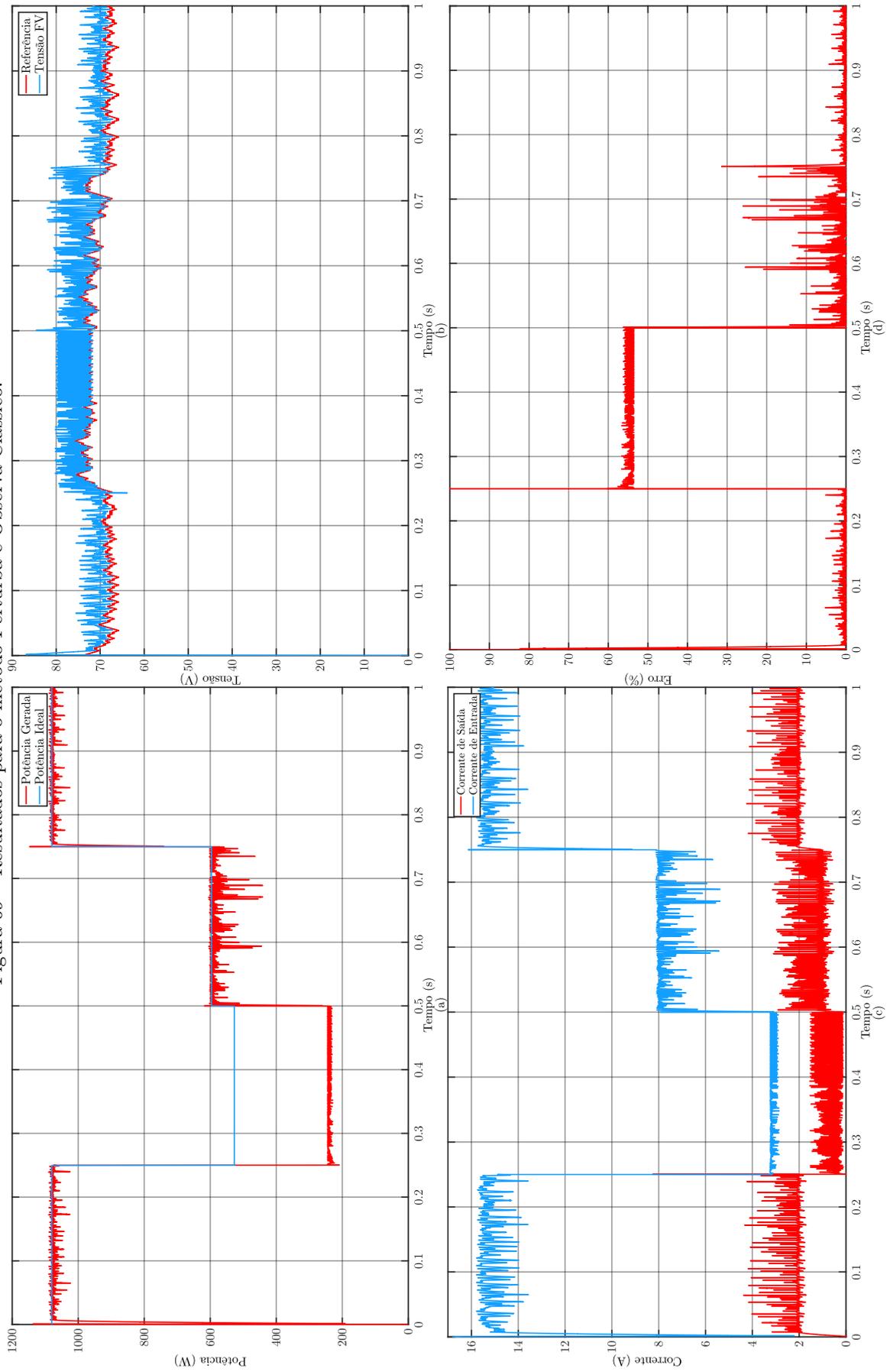


Figura 69 – Resultados para o método Perturba e Observa Clássico.



Fonte: os autores.

4.4.3 Método *Perturba e Observa Moderno*

O método *Perturba e Observa Moderno* resolve o problema de erro em regime permanente, mas ainda tem certa lentidão na resposta dinâmica. É uma solução simples e elegante para o problema, mantendo sempre o mesmo valor de V_{ref} quando um pequeno erro é aceitável.

A Figura 70 mostra o gráfico de Potência \times Tensão, enquanto a Figura 71 mostra: (a) Potências, (b) Tensões, (c) Correntes e (d) Erro percentual \times tempo do método.

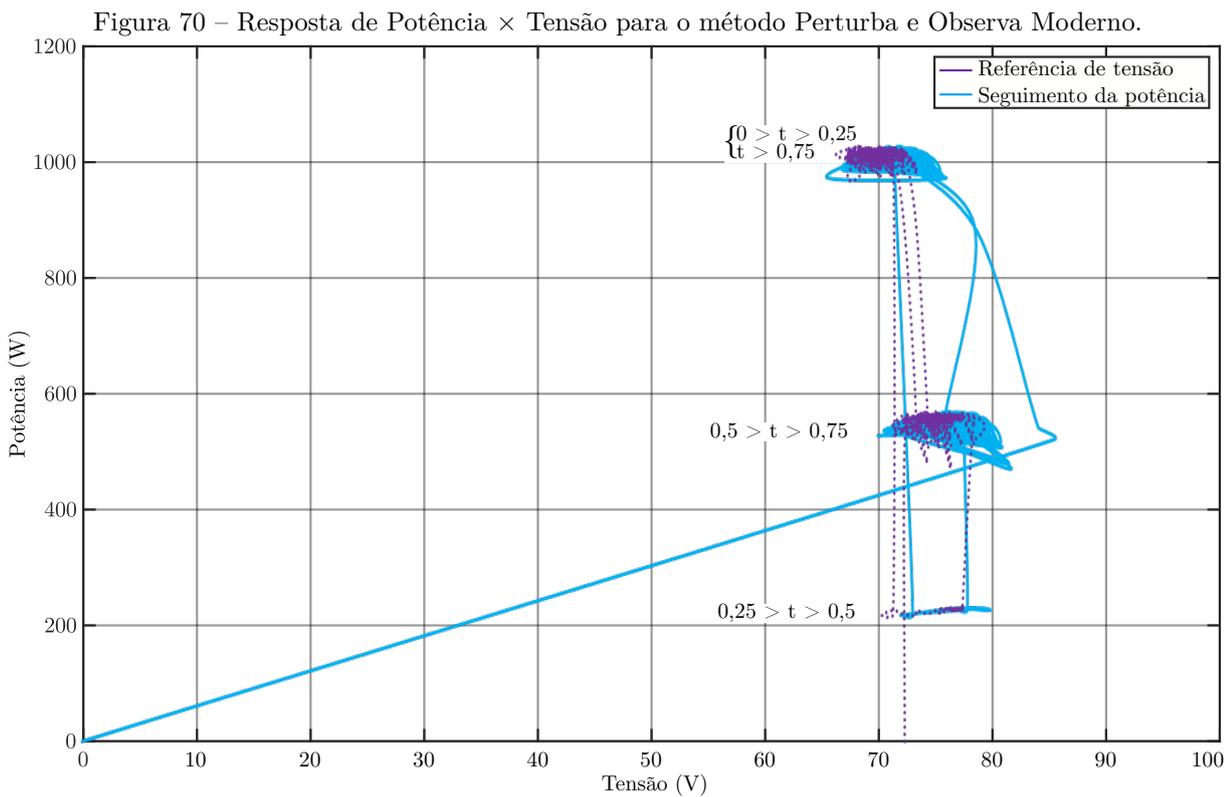
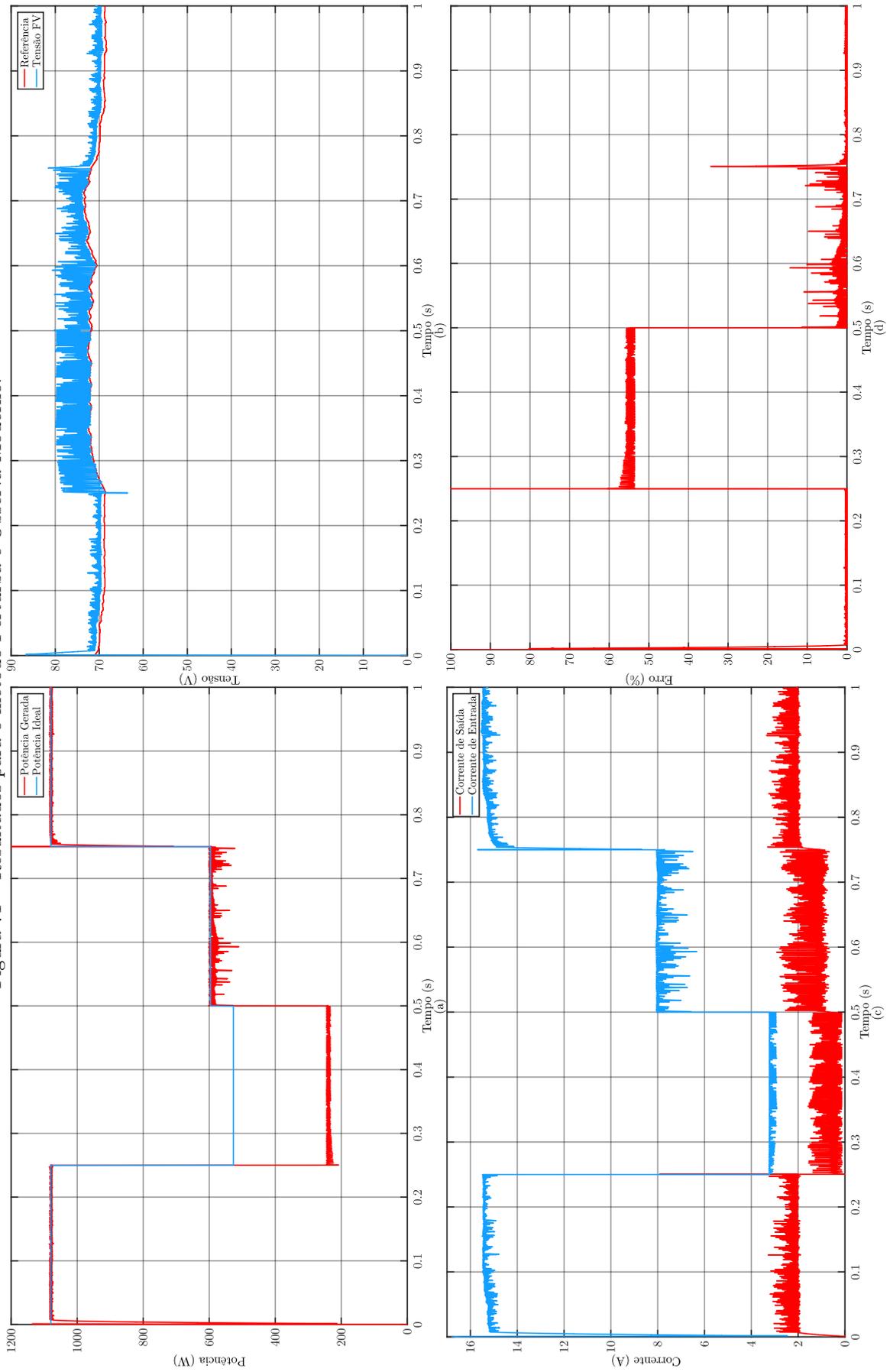


Figura 71 – Resultados para o método Perturba e Observa Moderno.



Fonte: os autores.

4.4.4 Método *Perturba e Observa Modificado*

O método P&O Modificado é outra tentativa de resolver o problema de instabilidade da resposta dinâmica nas flutuações de irradiação, mas sacrifica a velocidade ao resolver esse problema.

A Figura 72 mostra o gráfico de Potência \times Tensão, enquanto a Figura 73 mostra: (a) Potências, (b) Tensões, (c) Correntes e (d) Erro percentual \times tempo do método.

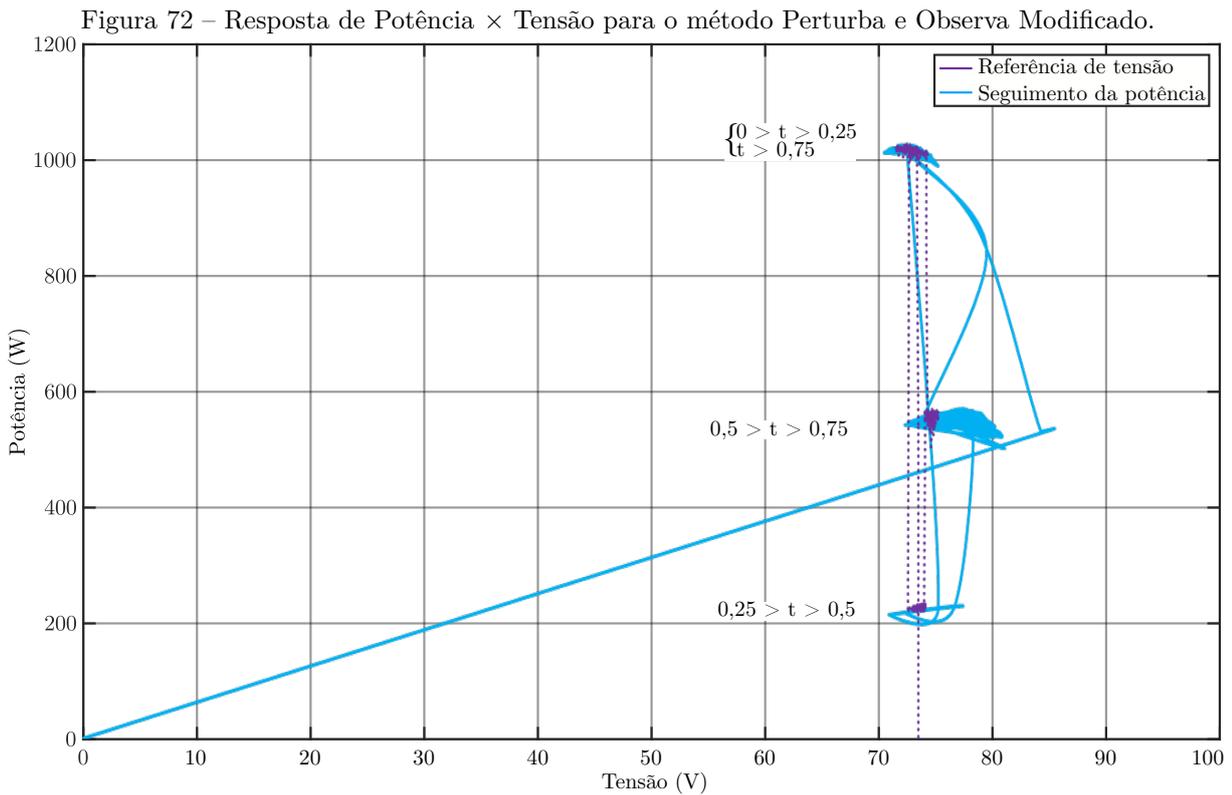
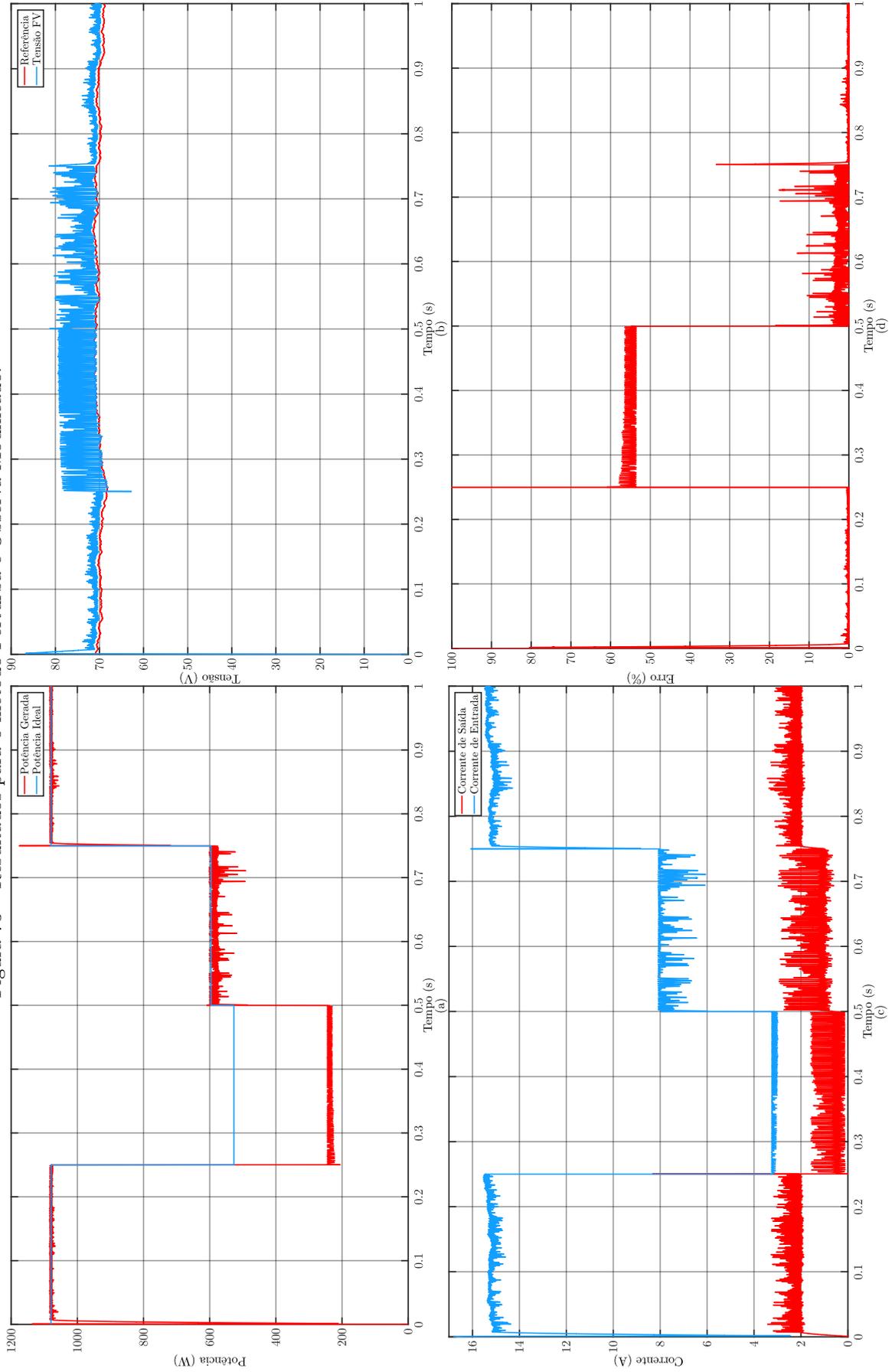


Figura 73 – Resultados para o método Perturba e Observa Modificado.

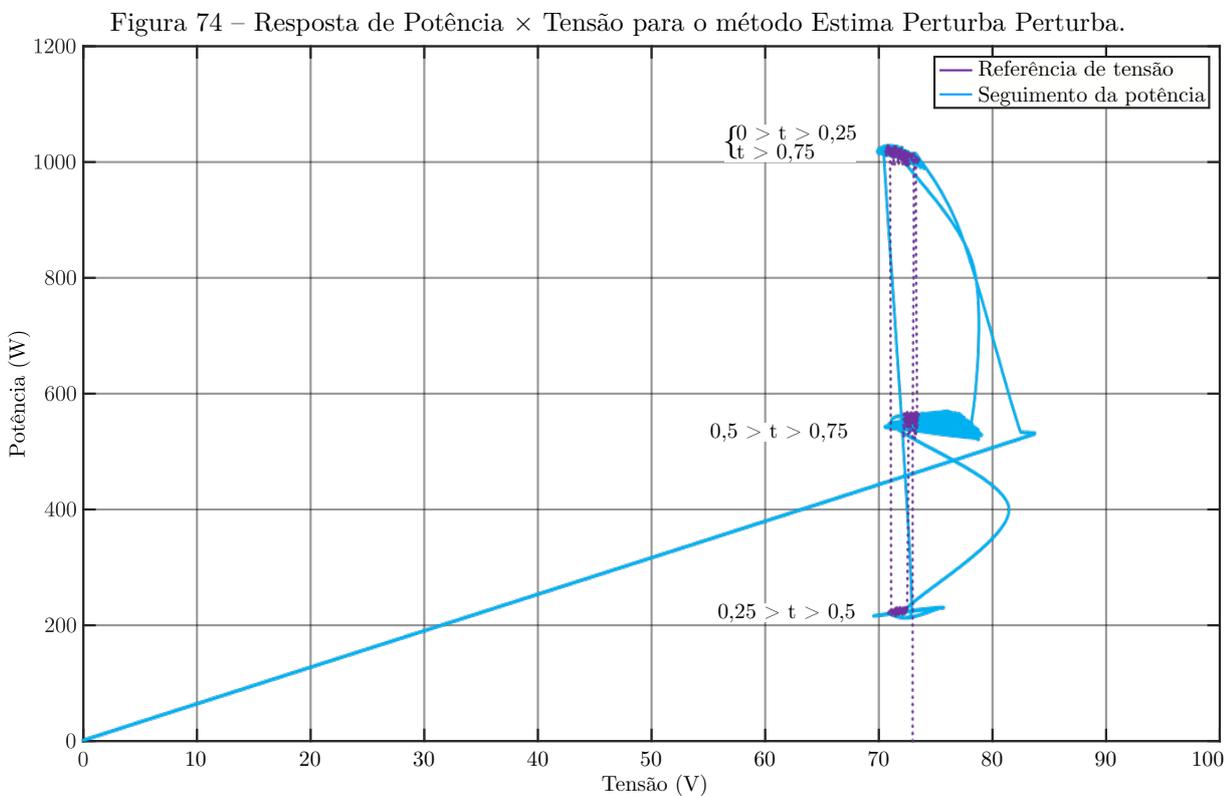


Fonte: os autores.

4.4.5 Método Estima Perturba e Perturba

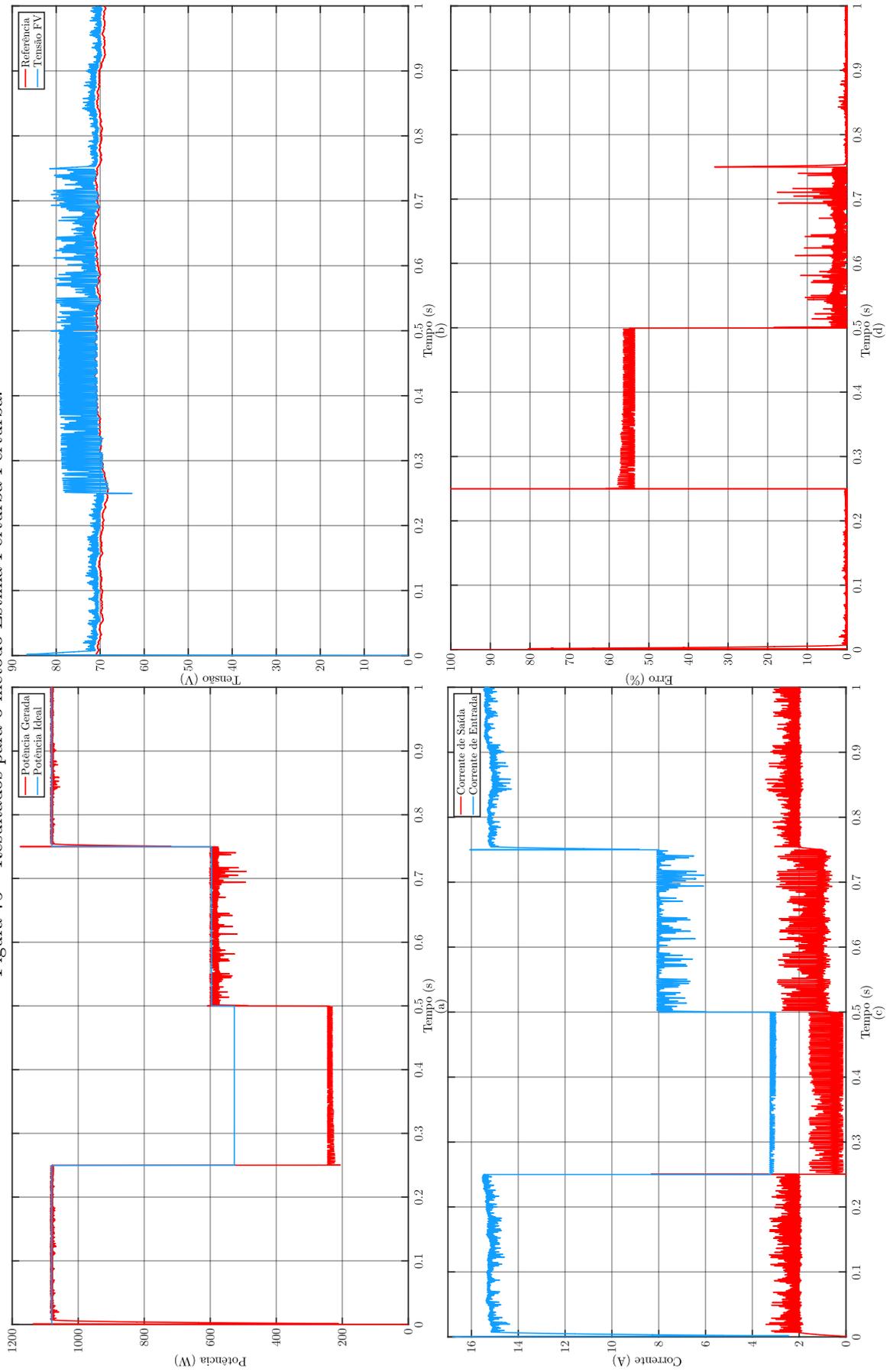
O método Estima Perturba e Perturba resolve a instabilidade de flutuações de irradiação, mas, assim como o método Perturba e Observa Modificado, sacrifica a velocidade, dessa vez mais profundamente⁷. Seu uso é recomendado para locais que necessitem de valores constantes não conectados à rede.

A Figura 74 mostra o gráfico de Potência × Tensão, enquanto a Figura 75 mostra: (a) Potências, (b) Tensões, (c) Correntes e (d) Erro percentual × tempo do método.



⁷ A velocidade pode ser alterada modificando o valor dos seguradores que fracionam as entradas do bloco, porém esse ensaio não integra o estudo, as plantas são mantidas nos mesmos parâmetros para comparação.

Figura 75 – Resultados para o método Estima Perturba Perturba.



Fonte: os autores.

4.4.6 Método de Condutância Incremental

O método de Condutância Incremental é outro dos mais utilizados comercialmente. Sua resposta é mais suave. Entre 0,25 s e 0,50 s ainda há uma queda desnecessária na potência, mostrando que o método não resolve problemas de sombreamento parcial. (AILLERIE et al., 2010)

A Figura 76 mostra o gráfico de Potência \times Tensão, enquanto a Figura 77 mostra: (a) Potências, (b) Tensões, (c) Correntes e (d) Erro percentual \times tempo do método.

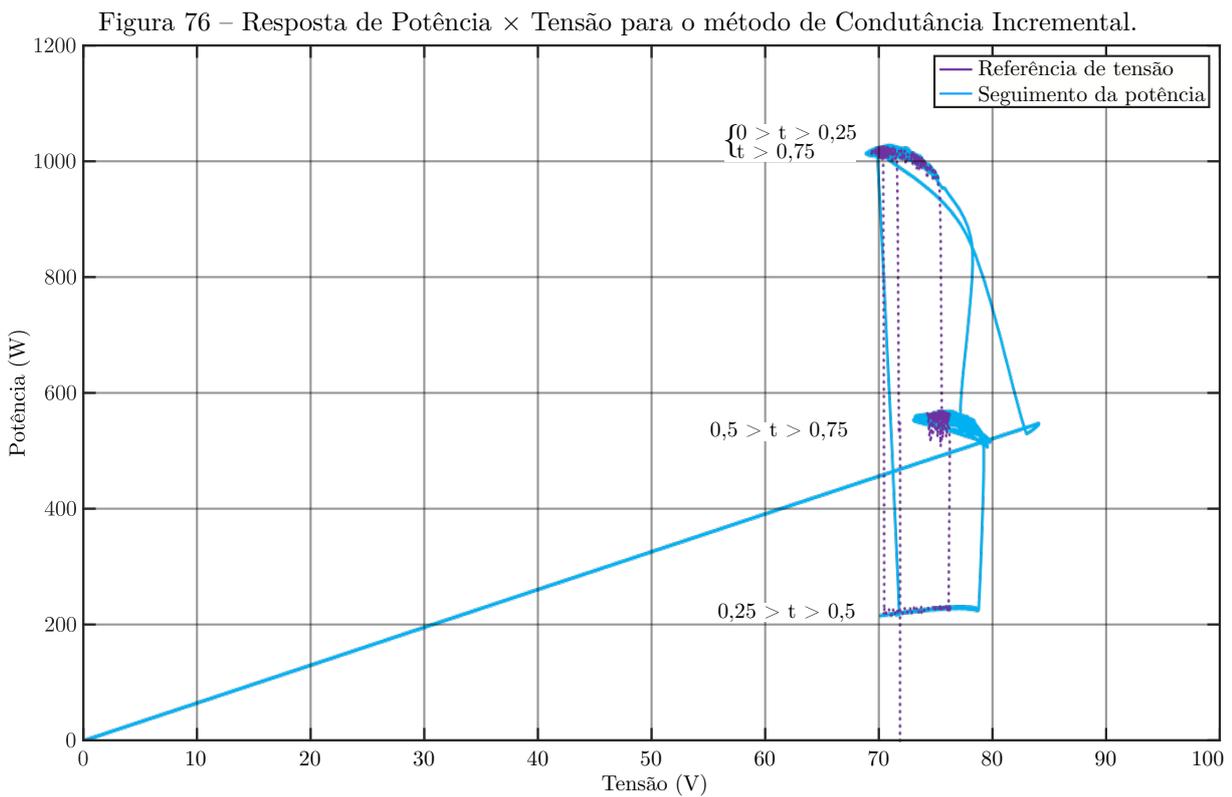
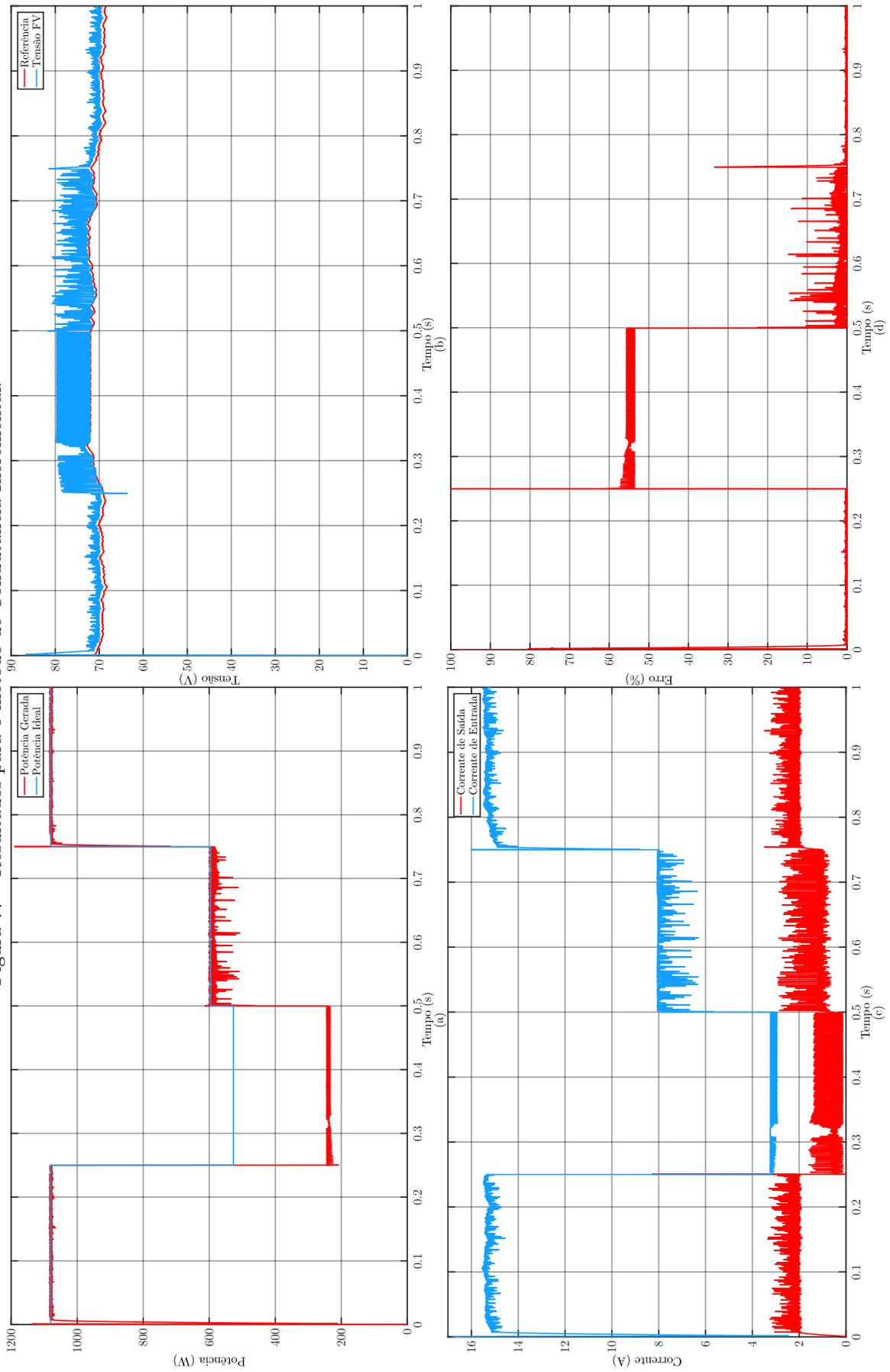


Figura 77 – Resultados para o método de Condutância Incremental.



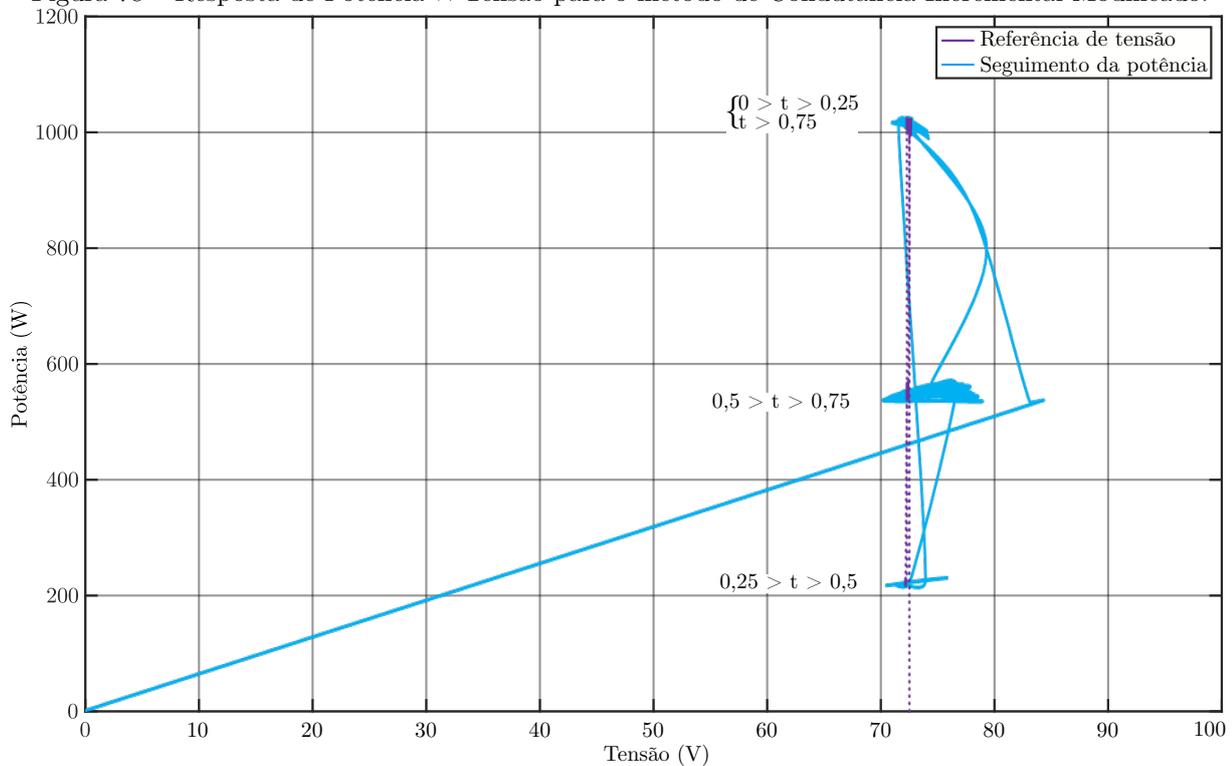
Fonte: os autores.

4.4.7 Método de Condutância Incremental Modificado

Da mesma forma que o método Perturba e Observa Modificado, esse método de Condutância Incremental Modificado tem sua modificação para o aceite de determinado erro. Com um erro aceitável é mais propenso a aparecer pontos de estabilidade nas curvas de resposta⁸.

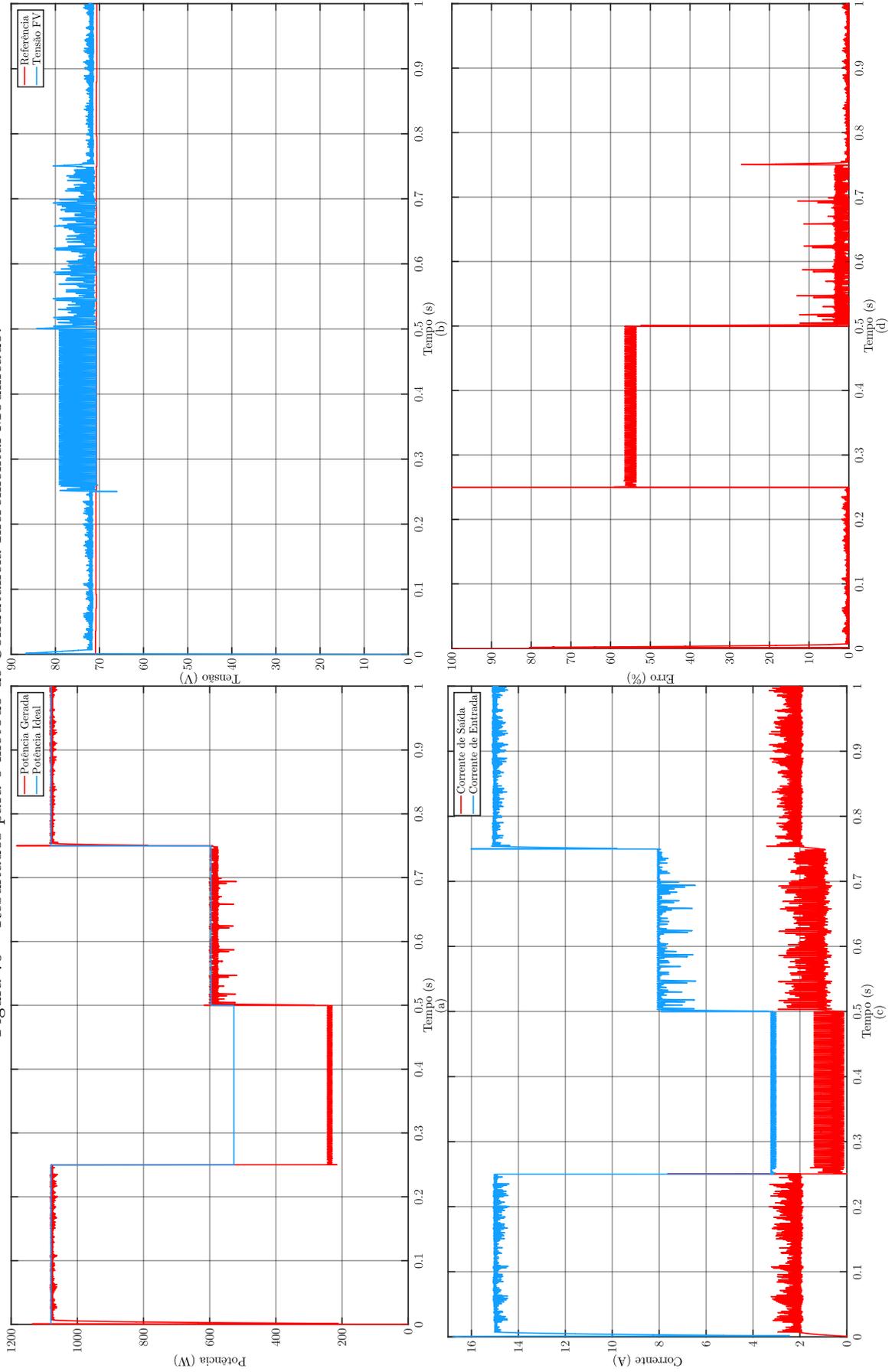
A Figura 78 mostra o gráfico de Potência \times Tensão, enquanto a Figura 79 mostra: (a) Potências, (b) Tensões, (c) Correntes e (d) Erro percentual \times tempo do método.

Figura 78 – Resposta de Potência \times Tensão para o método de Condutância Incremental Modificado.



⁸ Há alterações sutis no valor de V_{ref} , mas são muito próximos pelo método.

Figura 79 – Resultados para o método de Condutância Incremental Modificado.



Fonte: os autores.

4.4.8 Método *Beta*

O método *Beta* funciona de forma diferente dos métodos apresentados. Seu princípio não segue fixamente o *MPP* (como Tensão Constante) nem o princípio *Hill Climbing*. Como agora cada ponto de potência tem apenas um valor de *Beta* (Figura 38), supõe-se que seria capaz de encontrar o *MPP* de um sistema sombreado, porém, ainda assim, os valores de potência entre 0,25 e 0,50 segundos são mais baixos que o máximo, visto na Figura 80 (Potência \times Tensão). A Figura 79 mostra: (a) Potências, (b) Tensões, (c) Correntes e (d) Erro percentual \times tempo do método.

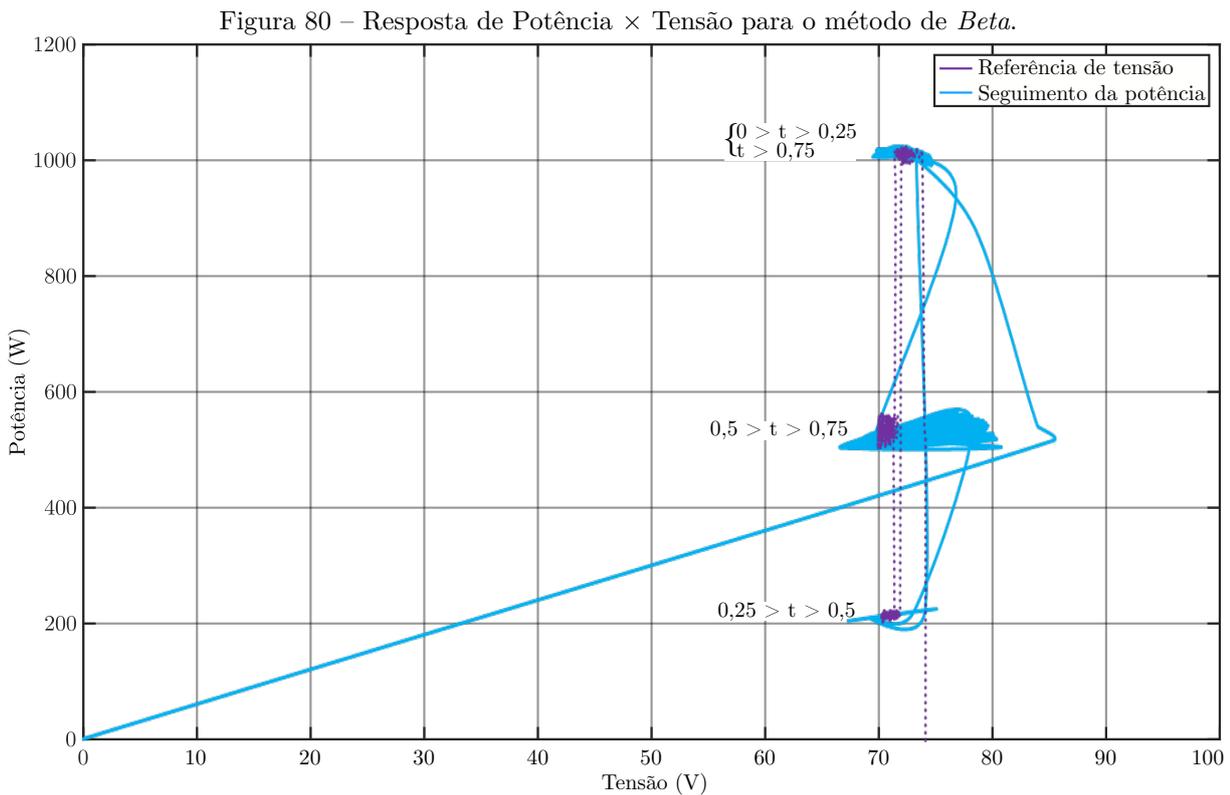
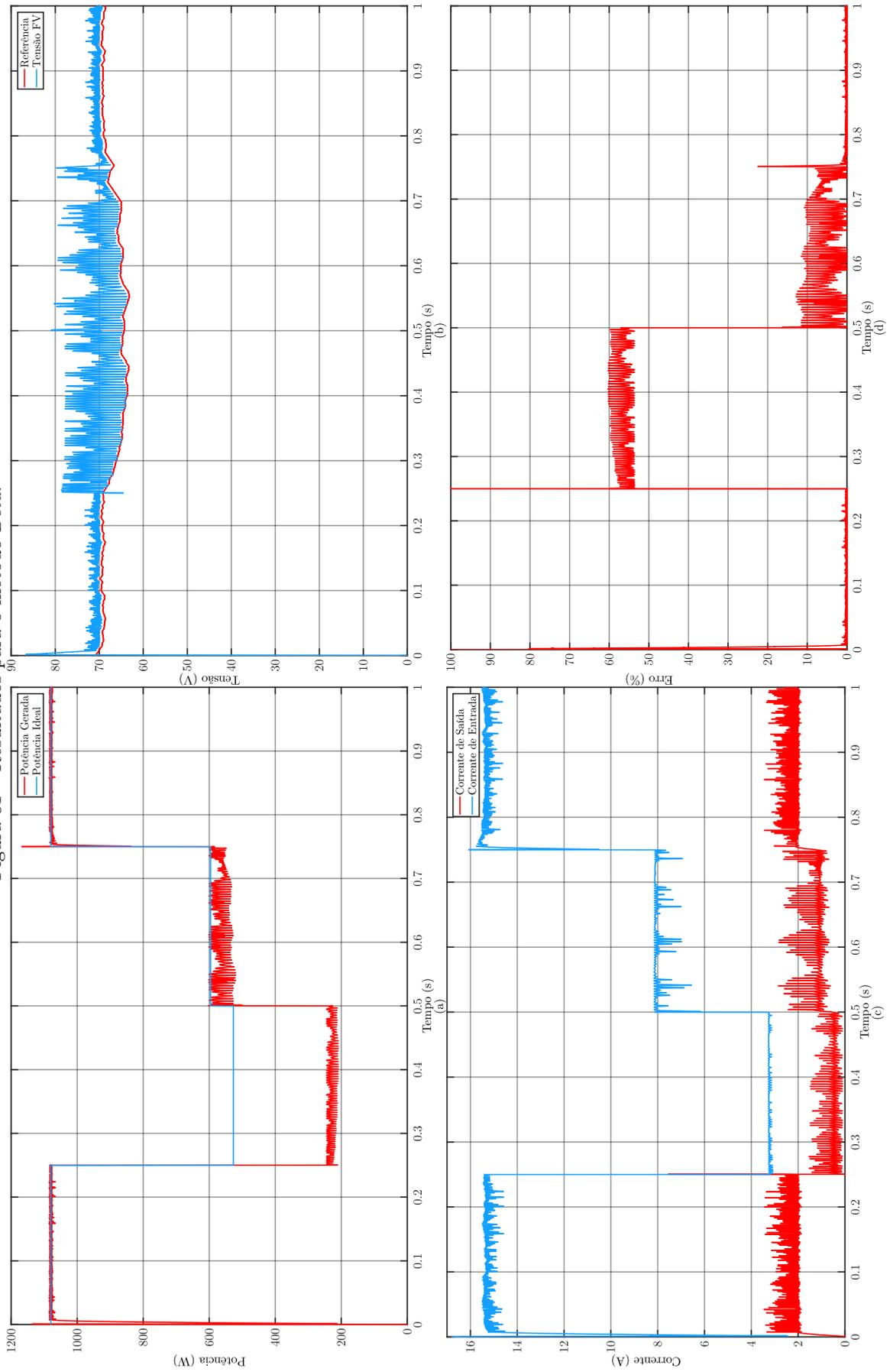


Figura 81 – Resultados para o método Beta.

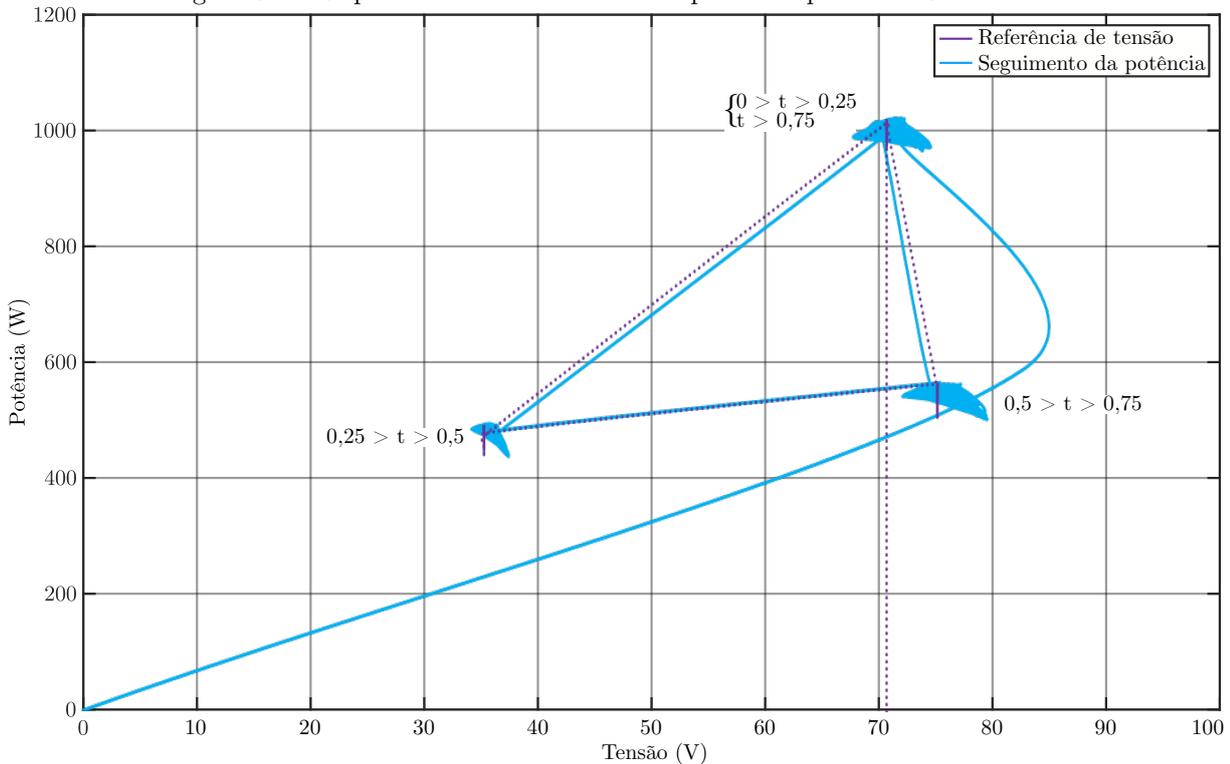


Fonte: os autores.

4.4.9 Utilização da Rede Neural Artificial

As Figuras 82 (Potência \times Tensão) e 83 ((a) Potências, (b) Tensões, (c) Correntes e (d) Erro percentual \times tempo) mostram como a rede se comporta dadas as entradas. Vê-se, entre os tempos de 0,25 e 0,5 segundos, uma discrepância em relação aos outros métodos, já que a tensão fica com valor mais baixo e a potência com valor mais alto. O erro é o menor entre todos os métodos e isso ocorre porque, a partir de determinado sombreamento, é mais vantajosa a mudança do ponto de V_{ref} para ignorar os módulos sombreados e utilizar apenas os módulos com irradiação total.

Figura 82 – Resposta de Potência \times Tensão para a resposta da Rede Neural.



Com essa resposta, é possível verificar que a Rede Neural Artificial resolve o problema de sombreamento parcial, diferentemente dos outros métodos. Nota-se, também, que a velocidade do sistema é superior a qualquer método comparado, devido ao *MPPT* modificar o valor de V_{ref} imediatamente, de acordo com a entrada, não necessitando de um valor de *delta* que se acumula a V_{ref} .

Quanto às desvantagens em relação a outros métodos, pode-se incluir a falta de robustez da rede, já que para qualquer outra configuração deve ser feito novo treinamento com dados da literatura/simulações computacionais. Ainda pode-se destacar a alta complexidade de aplicação do programa de treinamento (Apêndice B), que necessita ser genérico o suficiente para comportar uma gama de configurações, ou deve ser feito um programa de treinamento para cada sistema.

Há certa complexidade quanto à aplicação do método (último *MPPT* do Apêndice A). Como são diversos multiplicadores, pode ser confuso o entendimento direto na aplicação e, se não seguida a ordem com cuidado, pode levar a resultados completamente fora do esperado. Há de se esperar um conhecimento básico de Redes Neurais pelo operador, já que não há a possibilidade de pequenos ajustes sem um novo treinamento, o que impossibilita modificações emergenciais em campo.

Todos os valores utilizados foram contemplados no treinamento.

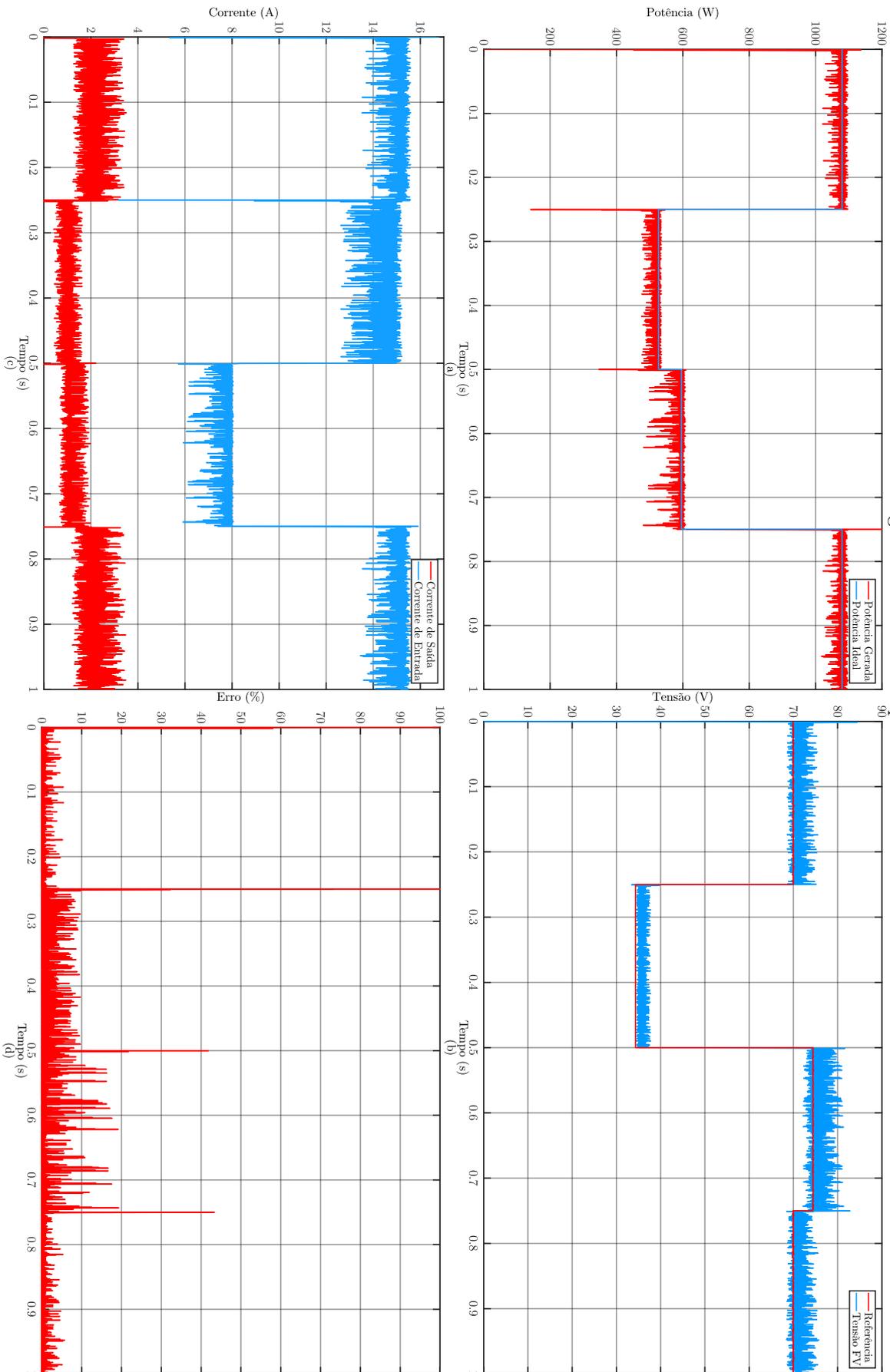
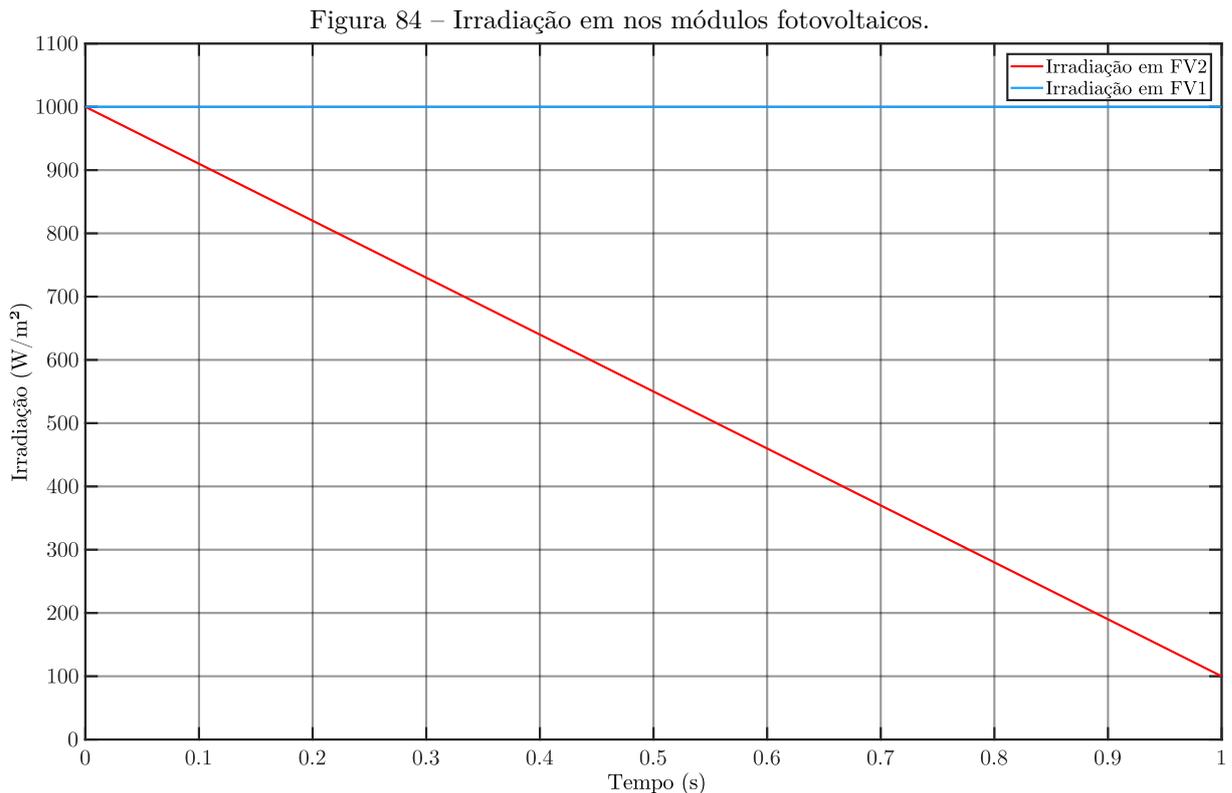


Figura 83 – Resultados para a Rede Neural.

Fonte: os autores.

4.5 Análise com uma rampa decrescente de irradiação em FV 2

O segundo teste refere ao uso de uma rampa decrescente de irradiação no conjunto FV 2. A intenção desse teste é verificar como os *MPPT*s se comportam com uma mudança não ríspida, como já verificado no teste 1. Com os dois testes, é possível verificar como os controles respondem a mudanças graves e graduais de irradiação. A Figura 84⁹ mostra como fica a irradiação no conjunto FV 2. O conjunto FV 1 é mantido a $1.000W/m^2$.



Fonte: os autores.

A rampa decrescente de irradiação segue a função apresentada na Equação 4.12.

$$f(x) = -900 \times x + 1000 \{x \in \mathbb{R} | 0 \leq x \leq 1\} \quad (4.12)$$

Novamente há, propositalmente, uma modificação no máximo global, dessa vez com o sombreamento continuamente maior.

Nesse caso, as curvas de treinamento ainda são representadas pela Figura 65, já que ela representa todas as irradiações possíveis no sistema. Para que haja a melhor transferência de potência, é necessário que a tensão de referência caia (para próximo de 34 V pela mesma Figura), atingindo e se mantendo no máximo global.¹⁰

⁹ O valor de irradiação não chega a $0W/m^2$ para evitar problemas numéricos nos *MPPT*s, que ficam sem orientação para onde seguir, e entram na instabilidade.

¹⁰ Assim, pode-se dizer que o conjunto sombreado é desconsiderado se sua potência for menor que a potência do conjunto não-sombreado.

4.5.1 Método de Tensão Constante

O método de Tensão Constante continua com baixa resposta de Potência, mais acentuada pela tentativa de manter no mesmo ponto a tensão de referência, mesmo depois de muito fora do *MPP*.

A Figura 85 mostra a Potência \times Tensão e a Figura 86 mostra, (a) Potências, (b) Tensões, (c) Correntes e (d) Erro percentual \times tempo do método.

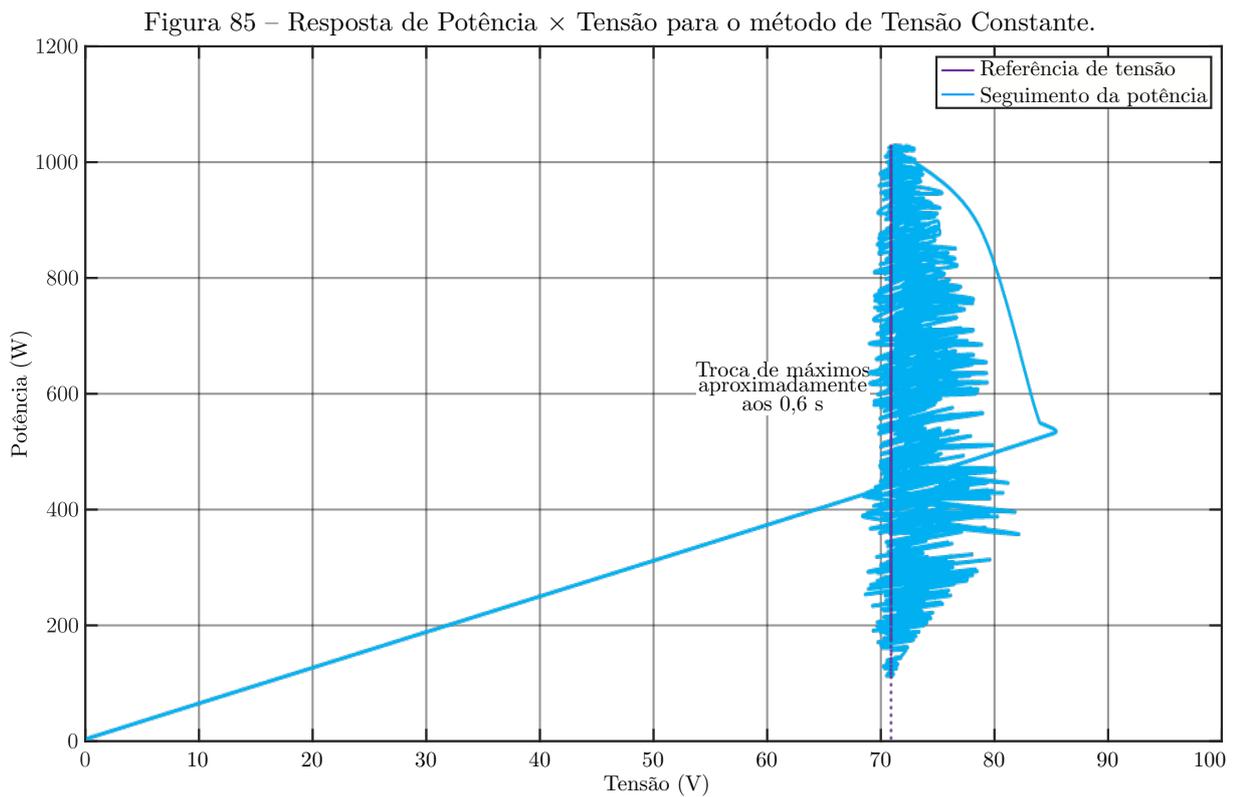
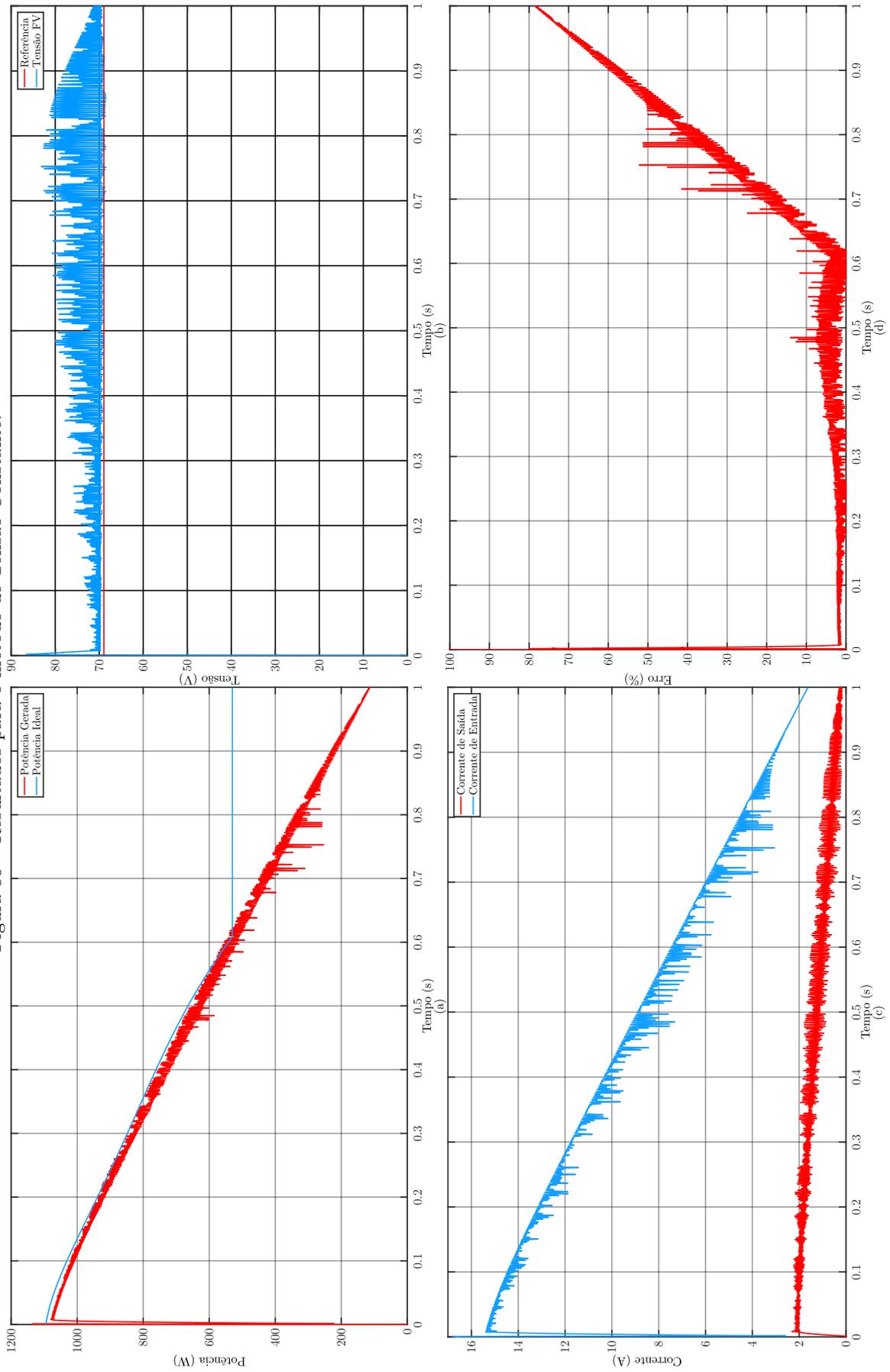


Figura 86 – Resultados para o método de Tensão Constante.



Fonte: os autores.

4.5.2 Método Perturba e Observa Clássico

O método Perturba e Observa Clássico tem resposta considerada comum para o caso. Seu V_{ref} aumenta aos poucos pela perturbação do método e continua decaindo, porém sem modificar para o máximo global.

A Figura 87 mostra o gráfico de Potência \times Tensão, enquanto a Figura 88 mostra: (a) Potências, (b) Tensões, (c) Correntes e (d) Erro percentual \times tempo do método.

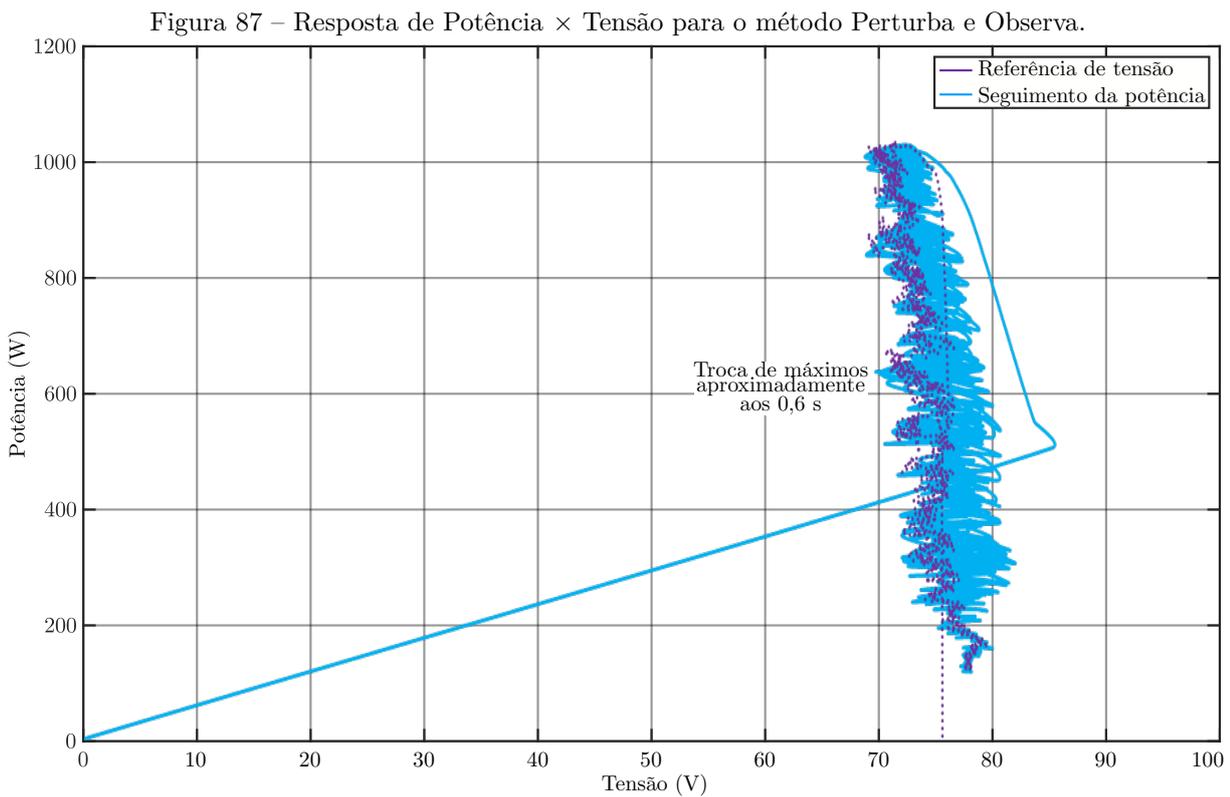
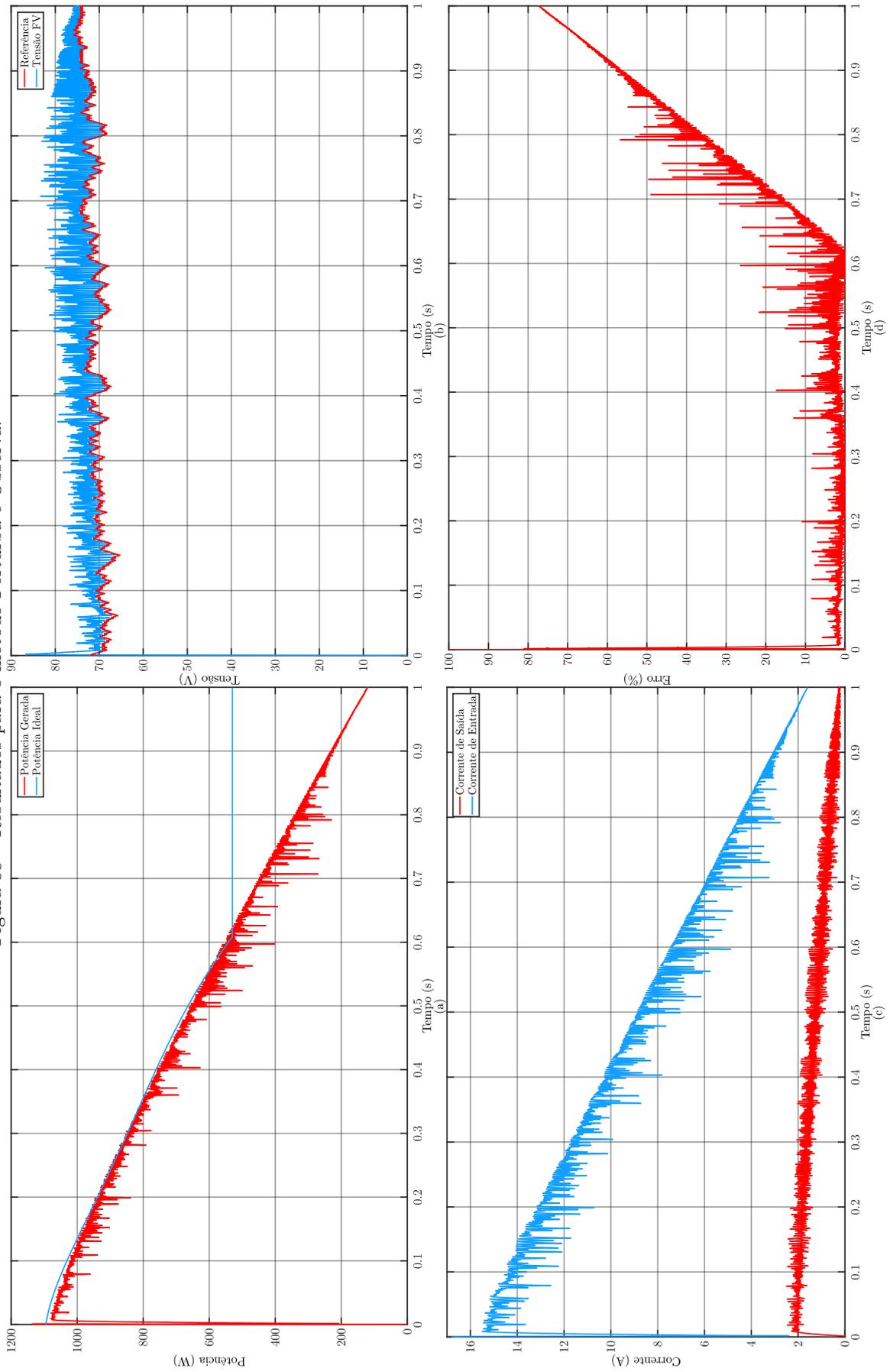


Figura 88 – Resultados para o método Perturba e Observa.



Fonte: os autores.

4.5.3 Método Perturba e Observa Moderno

Desta vez não há regime permanente. Então, o método P&O Moderno se comporta praticamente da mesma forma que o método P&O Clássico.

A Figura 89 mostra o gráfico de Potência \times Tensão, enquanto a Figura 90 mostra: (a) Potências, (b) Tensões, (c) Correntes e (d) Erro percentual \times tempo do método.

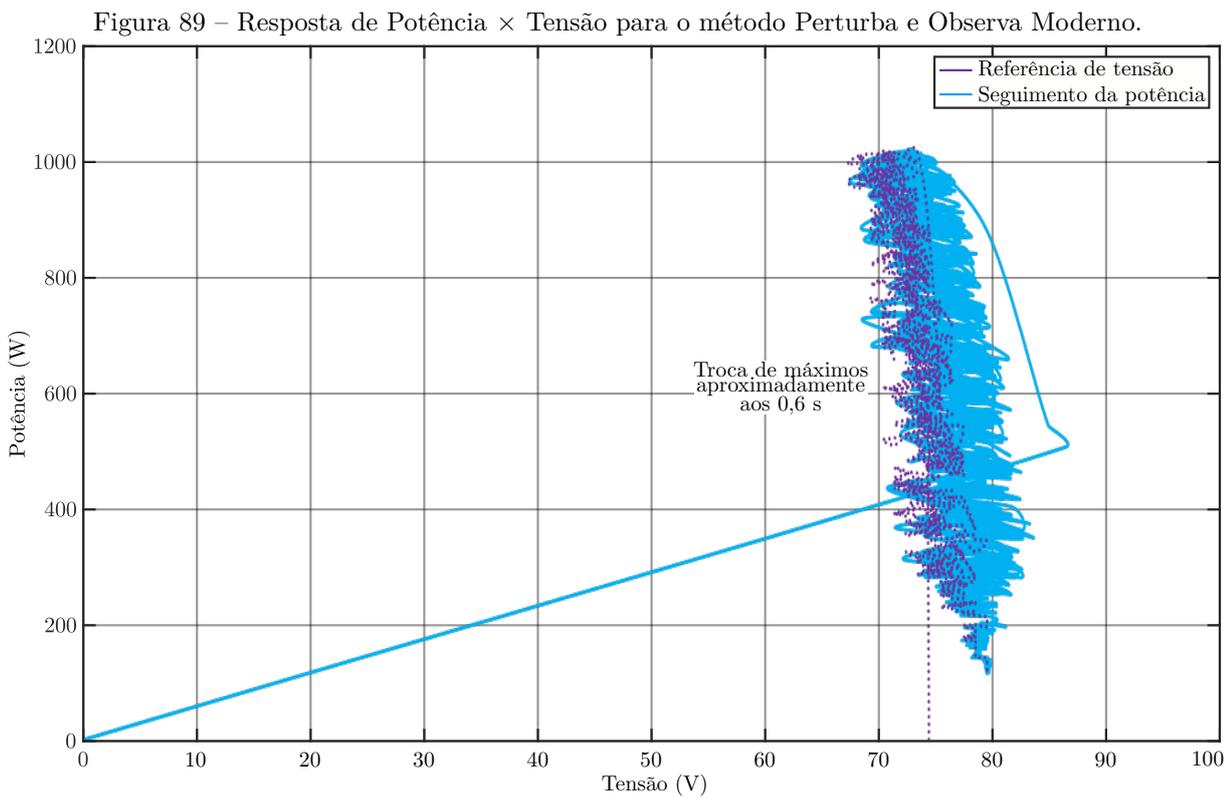
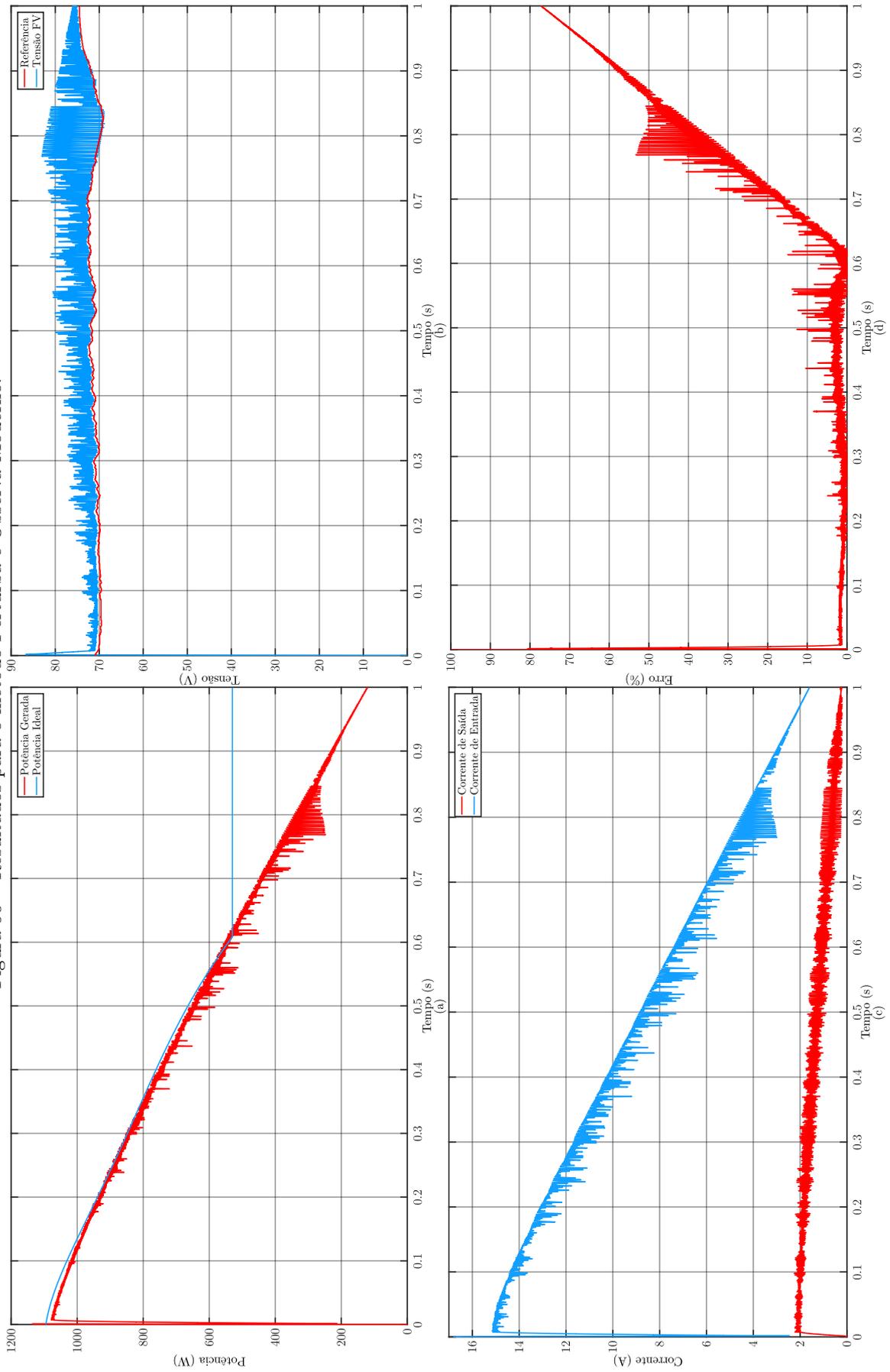


Figura 90 – Resultados para o método Perturba e Observa Moderno.



Fonte: os autores.

4.5.4 Método Perturba e Observa Modificado

Com a queda de irradiação constante, é possível ver que o método P&O Modificado é mais suave quanto à instabilidade da resposta dinâmica nas flutuações de irradiação.

A Figura 91 mostra o gráfico de Potência \times Tensão, enquanto a Figura 92 mostra: (a) Potências, (b) Tensões, (c) Correntes e (d) Erro percentual \times tempo do método.

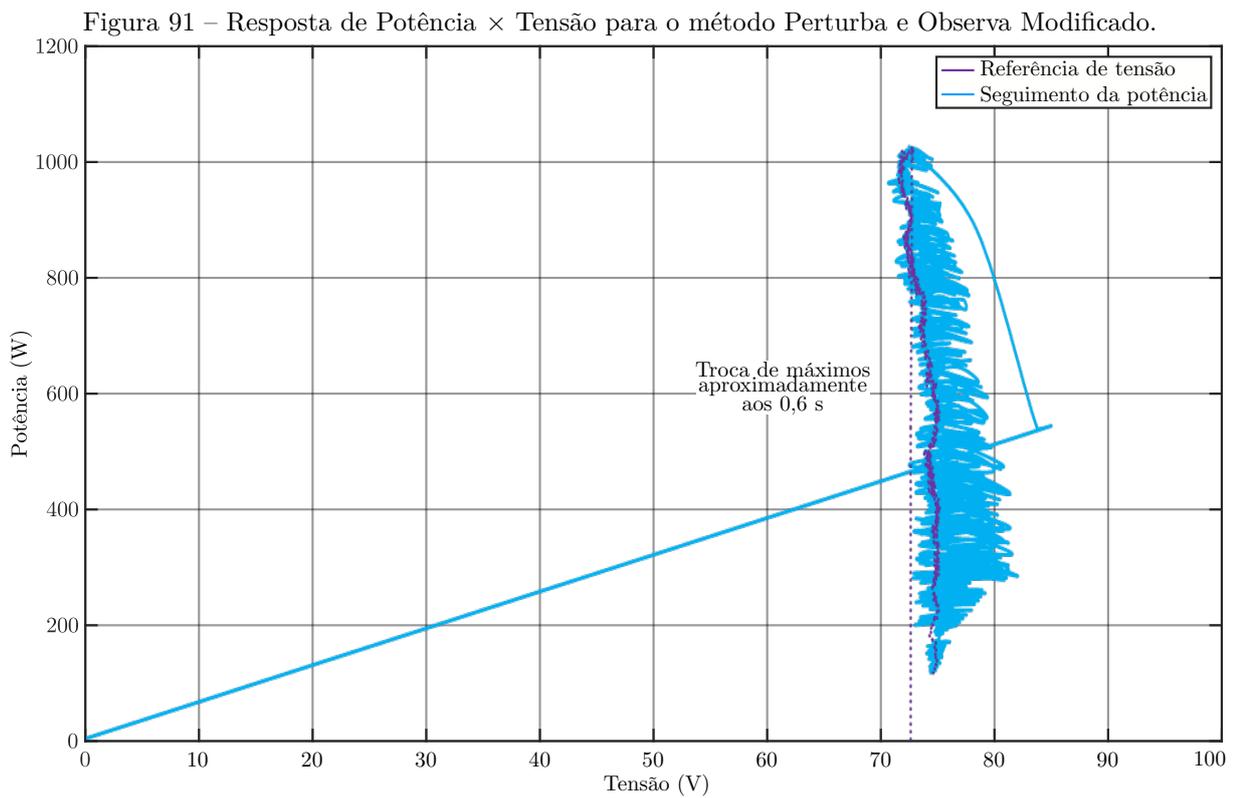
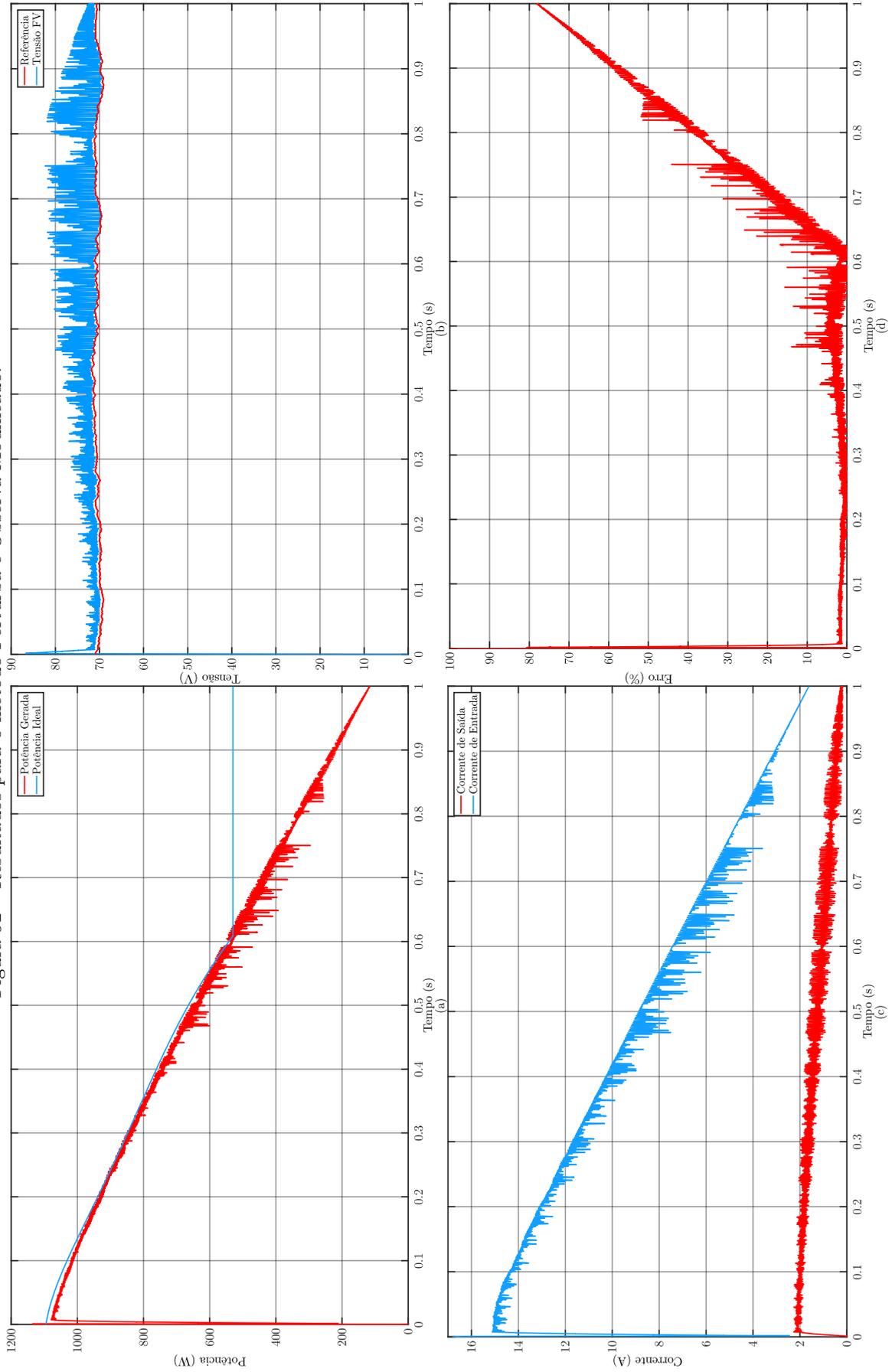


Figura 92 – Resultados para o método Perturba e Observa Modificado.



Fonte: os autores.

4.5.5 Método Estima Perturba e Perturba

Da mesma forma que ocorre no método P&O Modificado, fica mais evidente a suavidade do método.

A Figura 93 mostra o gráfico de Potência \times Tensão, enquanto a Figura 94 mostra: (a) Potências, (b) Tensões, (c) Correntes e (d) Erro percentual \times tempo do método.

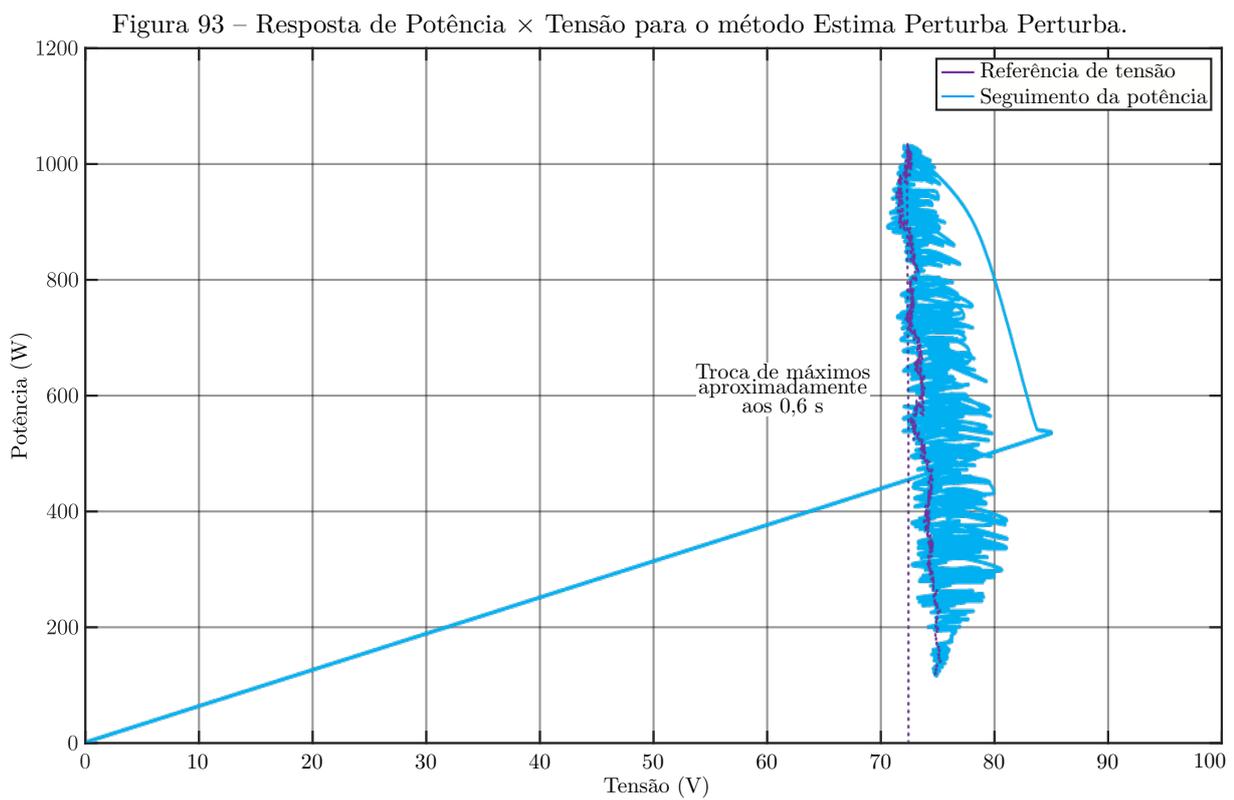
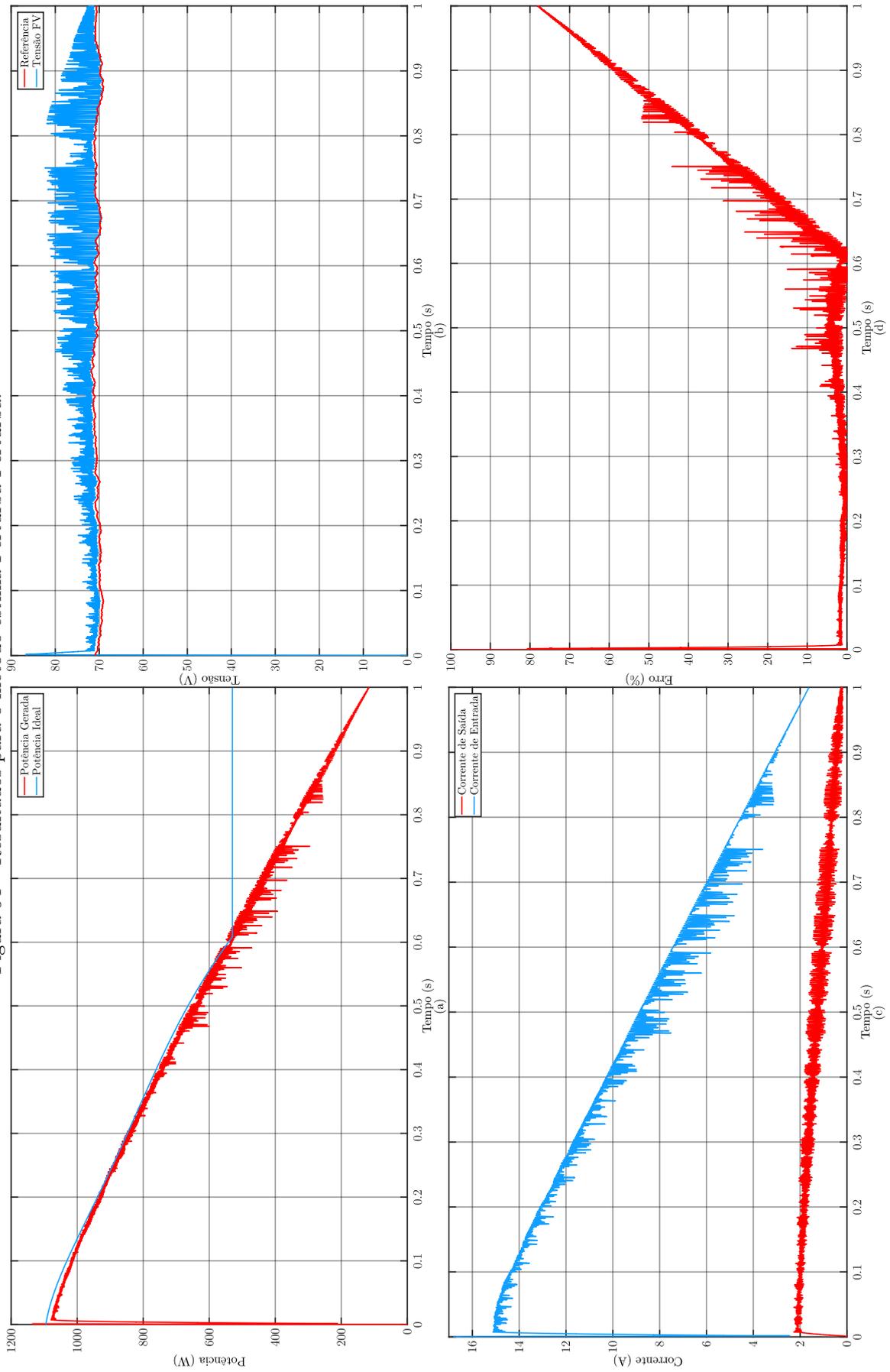


Figura 94 – Resultados para o método estima Perturba Perturba.

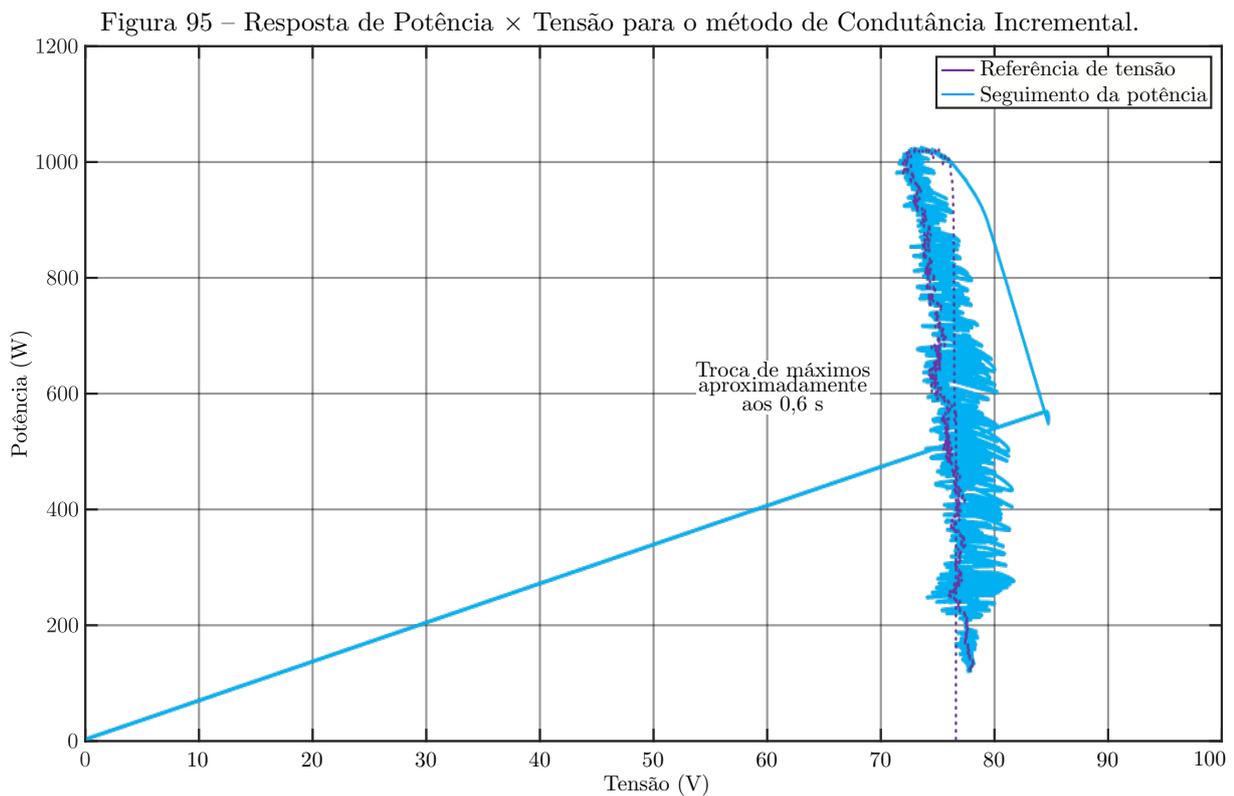


Fonte: os autores.

4.5.6 Método Condutância Incremental

A resposta pelo método de Condutância Incremental não chega a ser mais suave que os dois anteriores, mas atua de forma normal.

A Figura 95 mostra o gráfico de Potência \times Tensão, enquanto a Figura 96 mostra: (a) Potências, (b) Tensões, (c) Correntes e (d) Erro percentual \times tempo do método.



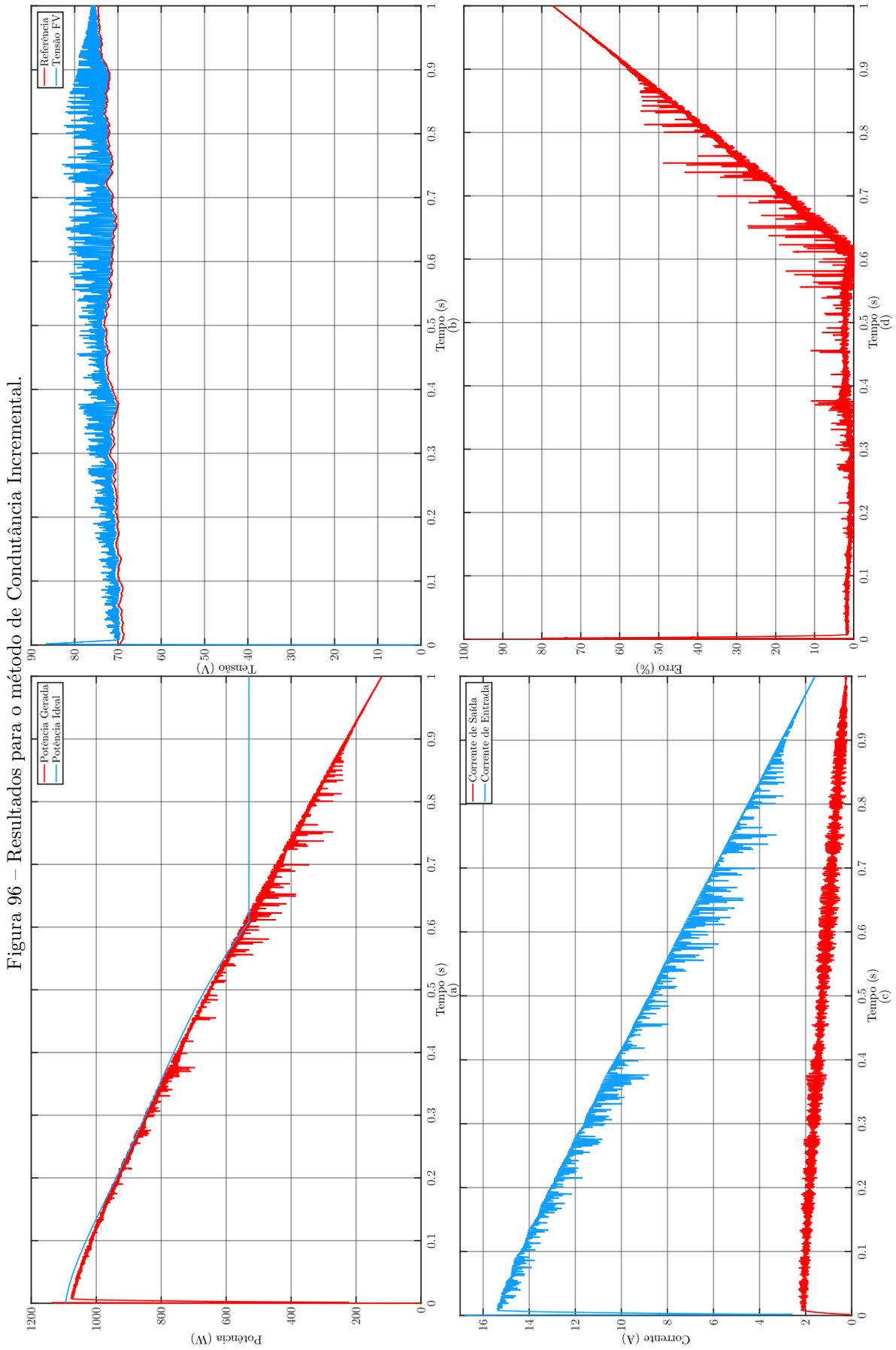


Figura 96 – Resultados para o método de Condutância Incremental.

Fonte: os autores.

4.5.7 Método Condutância Incremental Modificado

Com o *range* de erro aceitável, é mais propenso aparecer pontos de estabilidade nas curvas de resposta. O que ocorre é a forma mínima de *Delta*, que é somada/subtraída ao V_{ref} , e não gera respostas visíveis nos gráficos, mas se comporta mantendo o valor de tensão onde deveria.

A Figura 97 mostra o gráfico de Potência \times Tensão, enquanto a Figura 98 mostra: (a) Potências, (b) Tensões, (c) Correntes e (d) Erro percentual \times tempo do método.

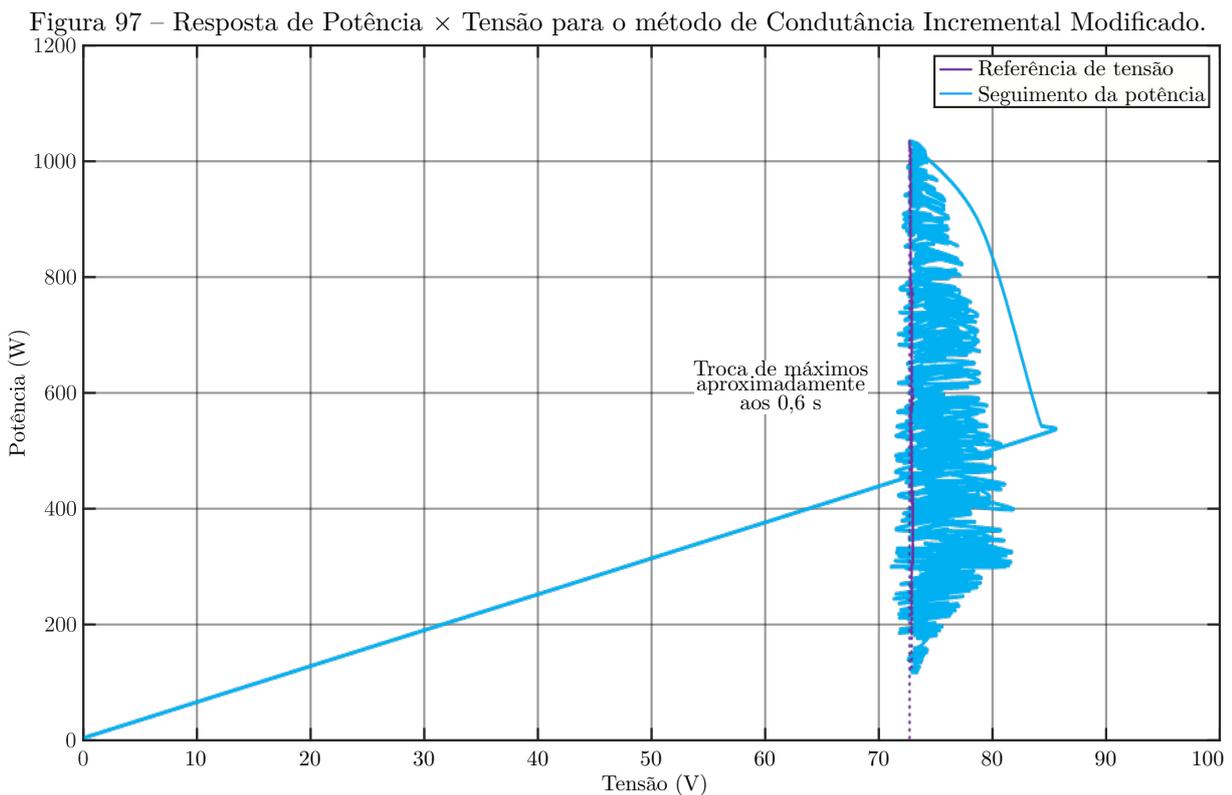
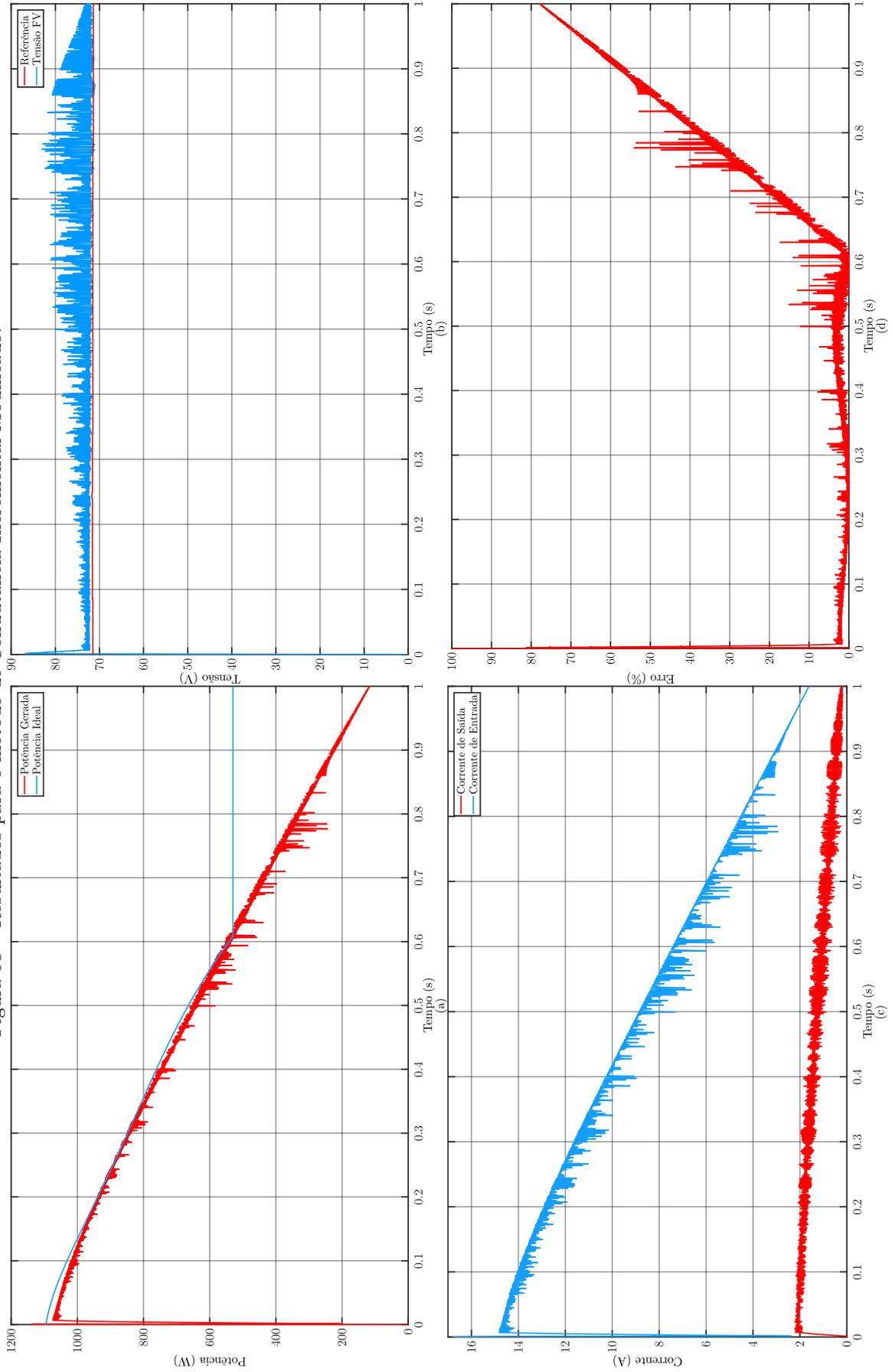


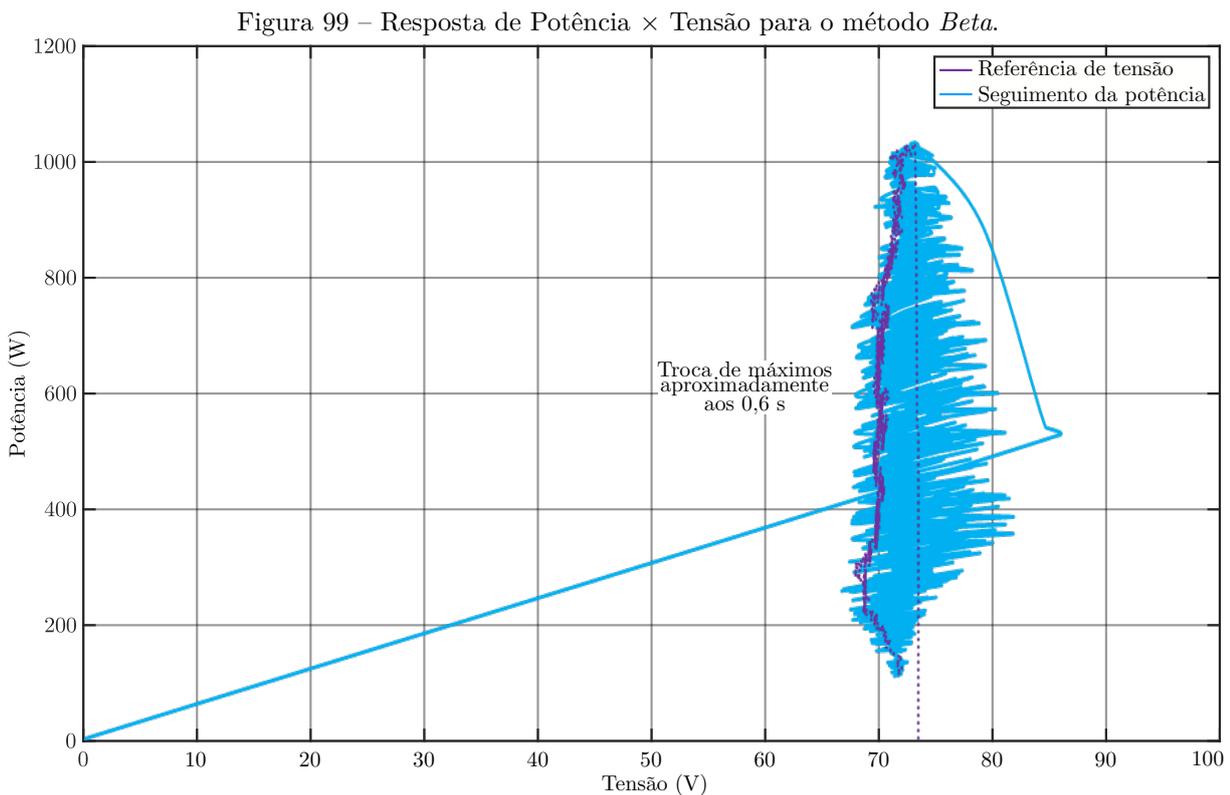
Figura 98 – Resultados para o método de Condutância Incremental Modificado.



Fonte: os autores.

4.5.8 Método *Beta*

Como seu princípio não segue fixamente o *MPP* (como a Tensão Constante) nem o princípio *Hill Climbing*, cada ponto de potência tem apenas um valor de *Beta* (Figura 38). Ainda, supõe-se que seria capaz de encontrar o *MPP* de um sistema sombreado, porém ainda assim os valores de potência são mais baixos que o máximo, visto na Figura 99, que mostra o gráfico de Potência \times Tensão. Já a Figura 100 mostra: (a) Potências, (b) Tensões, (c) Correntes e (d) Erro percentual \times tempo.



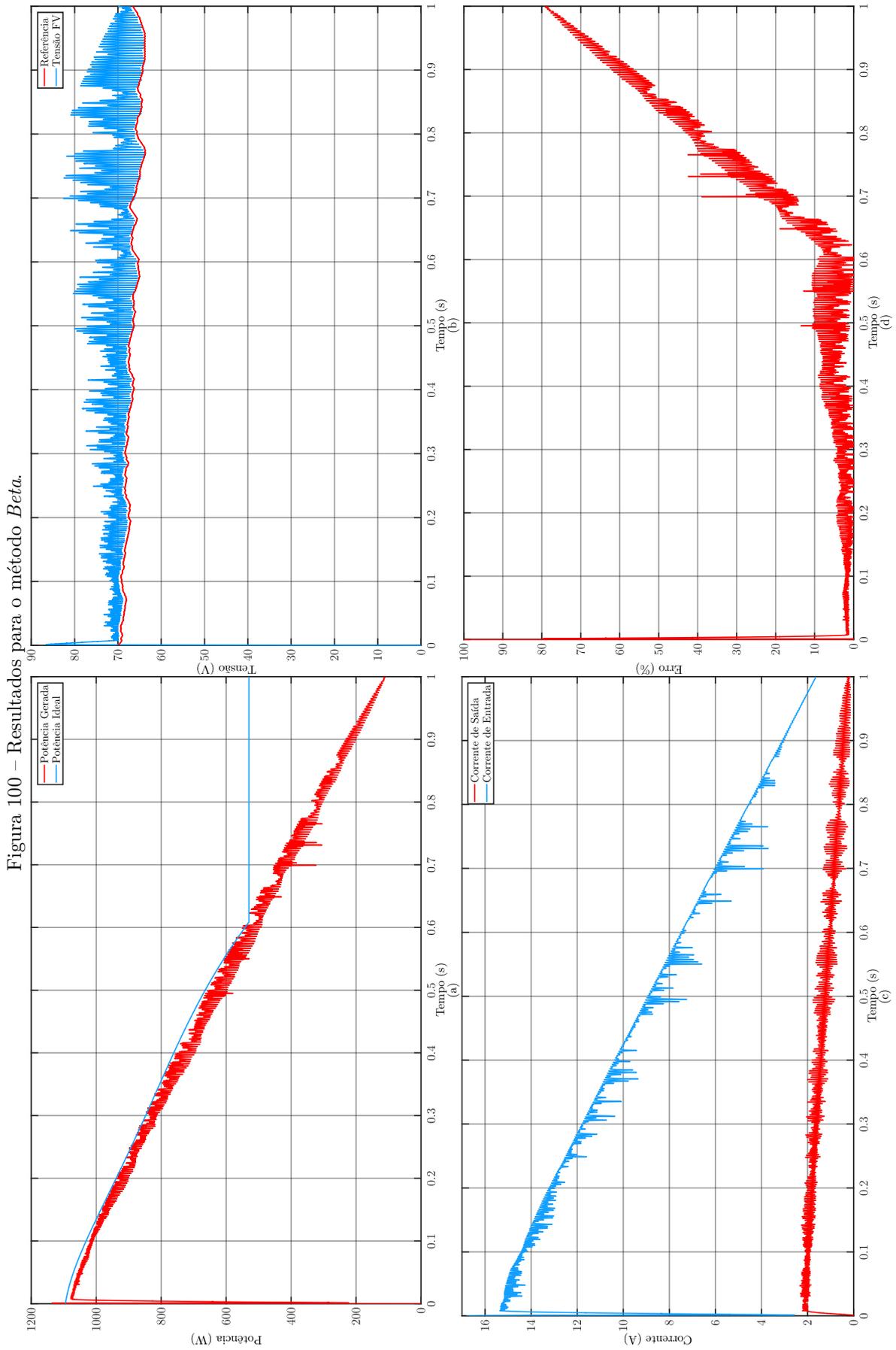


Figura 100 – Resultados para o método Beta.

Fonte: os autores.

4.5.9 Utilização da Rede Neural Artificial

Verificou-se que nenhum dos métodos apresentados anteriormente foi capaz de resolver o problema de sombreamento parcial para os dois casos estudados. A Rede Neural Artificial conseguiu resolver a questão para o primeiro caso (análise com diversas irradiações). E as Figuras 101 (Potência \times Tensão) e 102 ((a) Potências, (b) Tensões, (c) Correntes e (d) Erro percentual \times tempo) mostram que ela também resolve, com sucesso, os problemas de sombreamento para a rampa de irradiação.

Com a rampa, a irradiação atinge valores para os quais a rede não foi treinada para atuar, principalmente nos valores entre as curvas de treinamento mostradas na Figura 54.

Com esses dois resultados, é possível afirmar que a Rede Neural Artificial resolve qualquer tipo de sombreamento a que ela for treinada.

As vantagens são evidentes, principalmente devido ao ganho de potência a partir da mudança de ponto nos gráficos apresentados. Isso ocorre porque os métodos tradicionais ficam travados no ponto de máximo local e a rede foi treinada para prever essa situação, trocando o máximo local pelo global quando ocorre a mudança.

Figura 101 – Resposta de Potência \times Tensão para a Rede Neural Artificial.

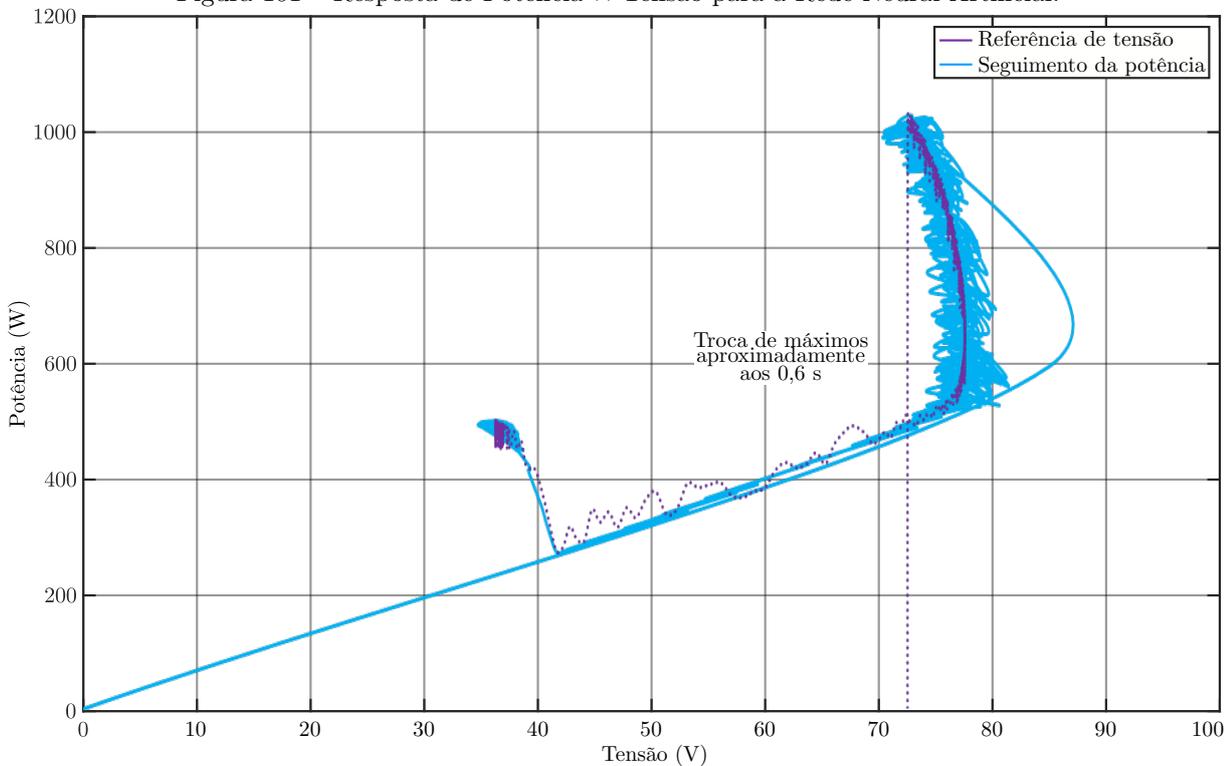
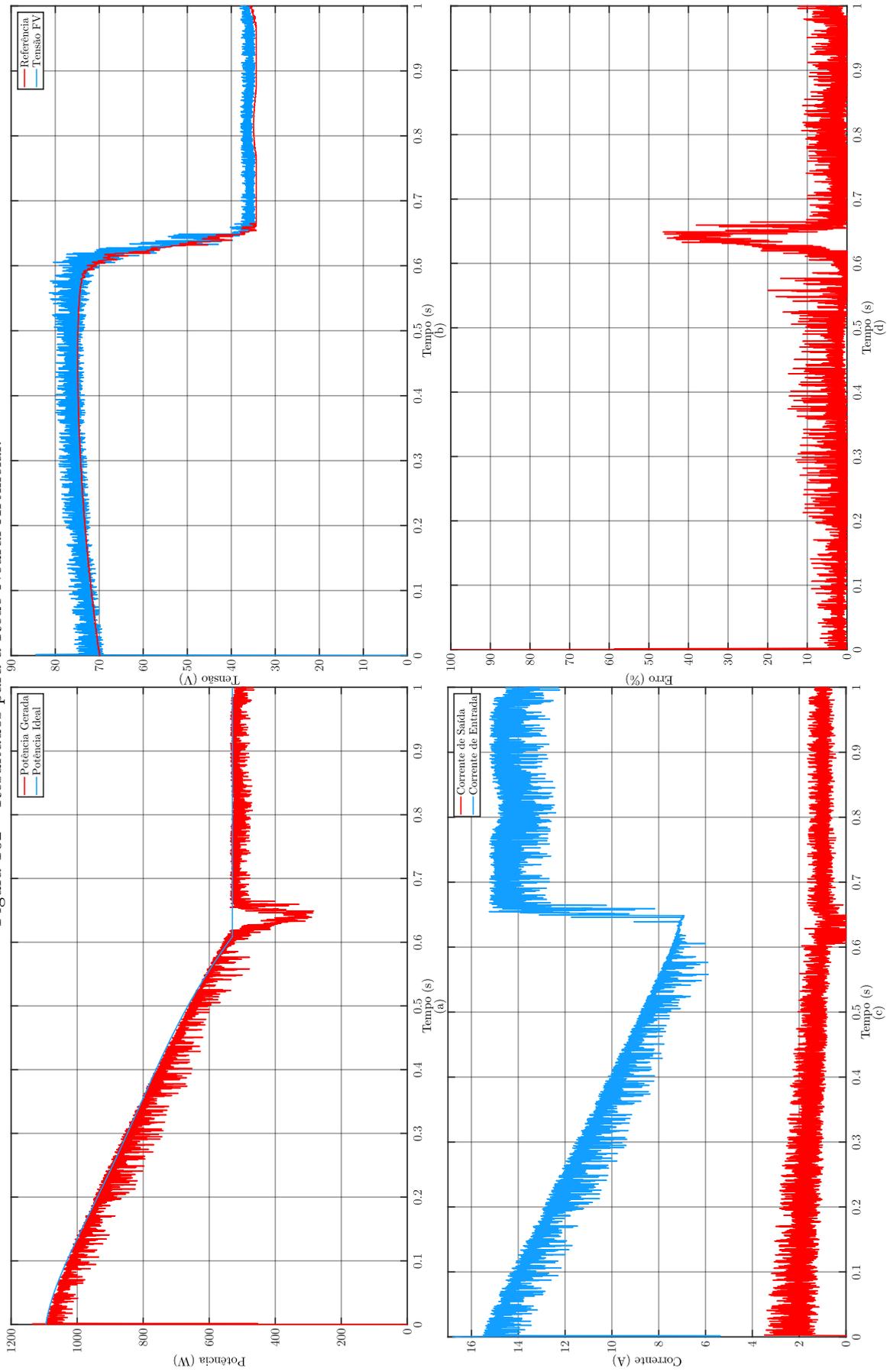


Figura 102 – Resultados para a Rede Neural Artificial.



Fonte: os autores.

4.6 Análise do sistema conectado à rede elétrica

O sistema foi testado em conexão com a rede elétrica para verificar a transferência de potência entre o sistema, e seu elo de corrente contínua, com uma conexão alternada. Os preceitos da conexão seguem o que está apresentado na Seção 4.2.8, com uma rede retirada de Giroux et al. (2012) e a conexão completa dada pela Figura 62.

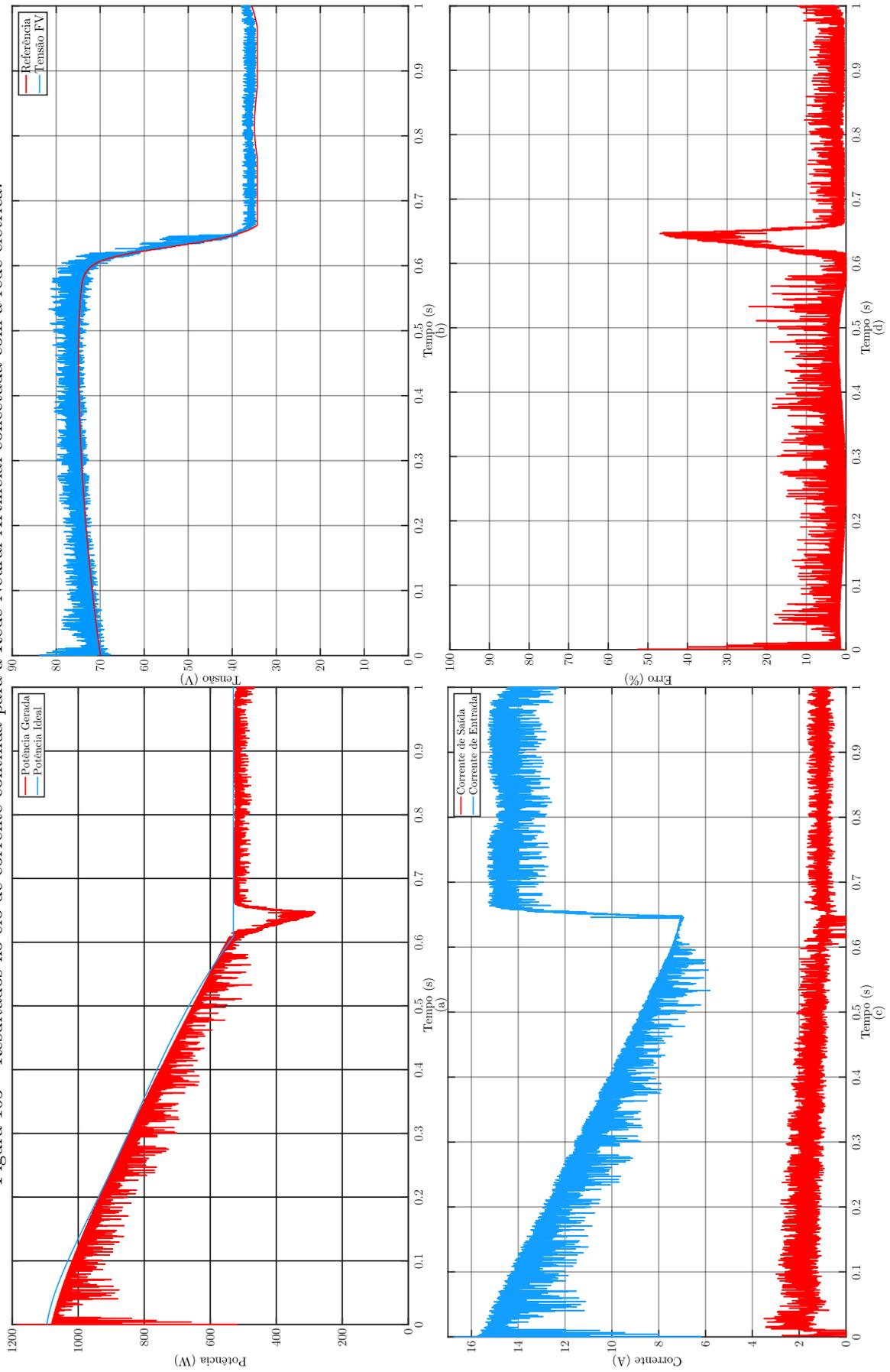
Os parâmetros dos componentes anteriores à conexão com a rede são vistos nas seções 4.2.6 e 4.2.7.

Um dos problemas encontrados por essa conexão é o tempo de simulação, que teve um total de 33,5 horas. A simulação teve início às 9 horas do dia 22 de Julho de 2019, passando rapidamente pela fase inicial de pré-compilação e em alguns segundos já se encontrava como compilando. Às 17:53 do dia seguinte (aproximadamente 33 horas de compilação), 23 de Julho, iniciou-se a fase de conclusão organizacional do programa, finalizando às 18:31 do mesmo dia.

A Figura 103 mostra os gráficos no elo de corrente contínua, (a) Potências, (b) Tensões, (c) Correntes e (d) Erro percentual \times tempo. Já a Figura 104 mostra as respostas de (a) Tensão no capacitor de saída do *Boost*, (b) Tensão na saída do inversor, (c) Potências gerada pelo módulo e transferida para a rede (valores filtrados para a melhor visualização) e (d) Corrente e a tensão no transformador em B1.

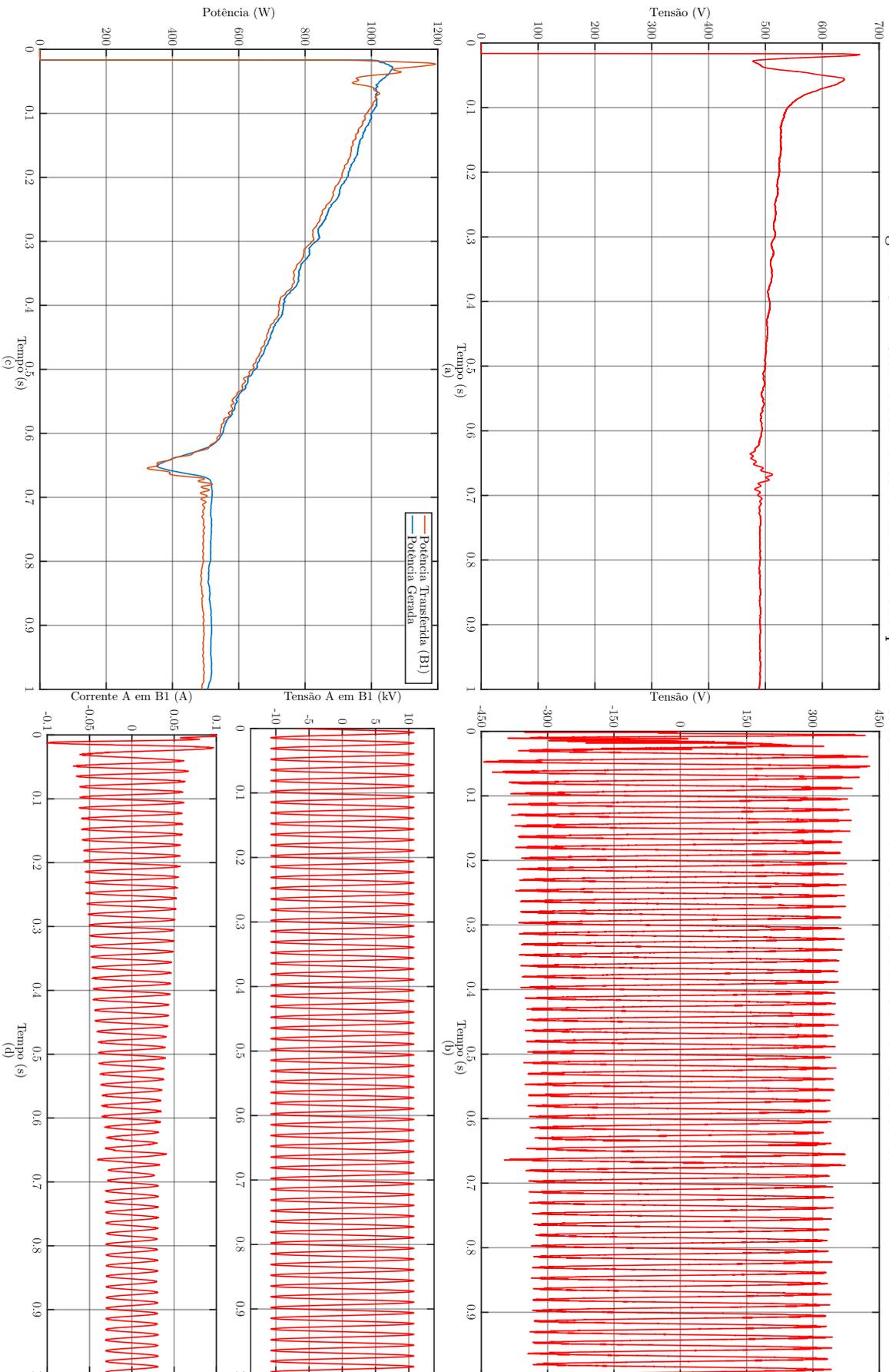
Uma análise dos gráficos da Figura 104 mostra que: em (a), a tensão no capacitor de entrada do inversor está sendo corretamente controlada pelo controle do inversor. Em (b) é possível ver que a tensão na saída do VSC está seguindo as definições previstas, o que tipifica o correto funcionamento do componente. As potências em (c) mostram que há transferência de potência para a rede e que essa transferência segue a geração corretamente, com uma pequena perda, também prevista nos parâmetros do inversor. Finalmente, em (d) é possível ver que na barra B1 há a correta tensão de 13,8 kV e a corrente é controlada pelo PLL, com sua magnitude proporcional à potência gerada.

Figura 103 – Resultados no elo de corrente contínua para a Rede Neural Artificial conectada com a rede elétrica.



Fonte: os autores.

Figura 104 – Resultados na conexão alternada para a Rede Neural Artificial conectada com a rede elétrica.



Fonte: os autores.

5 Conclusões

Nessa tese foram testados métodos clássicos em comparação com a utilização de uma Rede Neural Artificial para o controle de máxima potência de módulos. A principal proposta foi a resolução do problema de sombreamento parcial, em que há a criação de um ponto de máximo local bem próximo ao ponto de máximo global anterior, a partir de determinados níveis de irradiação.

Primeiramente, foi verificado o funcionamento geral do sistema proposto. No primeiro caso estudado, em que há diversas irradiações lineares no conjunto fotovoltaico, é evidente o seu funcionamento logo na primeira irradiação presente. O valor de Máxima Potência segue como planejado, assim como no *MPPT* do tipo Fixo, baseados em *Hill Climbing*, e acadêmico.

Essa análise preliminar, apenas na irradiação do conjunto de forma nominal, já trouxe algumas conclusões sobre o método. A Rede Neural Artificial é competente em encontrar o Ponto de Máxima Potência de forma mais rápida (comprovado pelas Figuras 82 e 101, em relação às Figuras 66 e 85, 68 e 87, 70 e 89, 72 e 91, 74 e 93, 76 e 95, 78 e 97, 80 e 99).

Pela análise das figuras acima mencionadas, foi possível verificar que todas se iniciam em rampa, determinada pelo carregamento do capacitor. Logo após o período de carregamento, as curvas vão ao primeiro ponto de máxima (cada uma de acordo com seu princípio), porém a Figura 82 elimina um pequeno *overshoot* que foi observado nas outras.

Após a análise inicial de irradiações nominais, verificou-se a primeira queda de irradiação. As Figuras 67, 69, 71, 73, 75, 77, 79 e 81, principalmente em (a), tiveram respostas semelhantes. Logo no primeiro sombreamento, os métodos insistiram em se manter no máximo local, enquanto que a Rede Neural (Figura 83 (b)) conseguiu diminuir sua tensão para que o *MPP* mudasse para o máximo global.

Verificou-se, então, a volta dos sistemas a uma irradiação em que o máximo global se igualou ao máximo local mais alto. Todos os métodos conseguiram voltar à máxima potência, porém a velocidade da Rede Neural é notável. Isso é visto, principalmente, pela Figura 82 em relação às Figuras 66, 68, 70, 72, 74, 76, 78 e 80).

Assim, dadas as análises, concluiu-se que a Rede neural Artificial esteve em pleno funcionamento, sendo superior em velocidade, além de conseguir resolver o problema de sombreamento parcial.

De outro lado, considerando a rampa decrescente de irradiação, era esperado que a Rede Neural conseguisse resolver o sombreamento parcial, mesmo com sombreamento em ascensão contínua. Isso foi feito para verificar as condições em que o sistema era sombreado,

como visto na Figura 20, de forma continuada durante certo tempo por um obstáculo fixo.

Pela Figura 83 (a) foi possível ver o exato ponto em que a Rede Neural Artificial decidiu trocar de máximo, para que não houvesse maiores perdas de potência, visto, aproximadamente, no tempo de 0,65 segundos¹, em que a própria rede isolou o conjunto sombreado para aproveitar a geração do conjunto iluminado.

A Figura 83 (b) mostra a troca na tensão de referência, troca essa que demorou aproximadamente 0,05 segundos. Nesse momento, a potência retirada dos conjuntos fotovoltaicos com a Rede Neural Artificial foi menor que dos outros *MPPTs*, já que estes não mudaram sua tensão de referência ((b) nas Figuras 86, 88, 90, 92, 94, 96, 98 e 100).

No entanto, a Rede mostrou vantagem posterior à mudança. Enquanto as Figuras (a) 86, 88, 90, 92, 94, 96, 98 e 100 dos outros métodos mostraram queda de potência até o eixo dos gráficos, a Figura 102 manteve a geração até o fim do teste, como objetivado para o caso.

Isso se deve ao extensivo treinamento, que preparou o *MPPT* para quaisquer valores de irradiação no conjunto.

Quando há conexão com a rede elétrica, as figuras 103 e 104 mostram que a conexão por meio de inversor foi positiva. A malha de captura de fase corrige corretamente diferenças de frequência e fase do sistema com a rede elétrica, a unidade inversora, juntamente com o controle de potência injetada e o controle PWM têm ótimos resultados, todos como o esperado. Vê-se que também há o sucesso da simulação, comprovando que este sistema pode ser utilizado para controlar instalações e pode ser utilizado não apenas didaticamente, mas também profissionalmente.

Há, no entanto, desvantagens em relação a outros métodos: a complexidade computacional (de desenvolver o programa de treinamento e gerar os dados com milhares de pontos) e seu demorado treinamento (experimentalmente tomam-se aproximadamente 10 minutos e não há a certeza de que a solução do erro seja minimizada, levando a um pré-treinamento ocasional de uma em cada 5 vezes, aproximadamente) tomam muito tempo e não são adequados para nenhum outro tipo de instalação, nem para a mesma instalação com configurações diferentes sem novo treinamento. A Rede Neural também exige medidores de irradiação, enquanto que outros métodos utilizam medidores de corrente e tensão, mais baratos e confiáveis.

Os problemas de complexidade computacional podem ser mitigados se os dados de módulos com diversas irradiações e temperaturas forem disponibilizados no manual, facilitando a obtenção dos pontos de treinamento. O desenvolvimento de um programa de treinamento tem complexidade intrínseca, necessitando apenas de habilidade do programador. O treinamento demorado se deve à limitação computacional, porém, se constatado

¹ Aqui toma-se a liberdade de considerar que a simulação em segundos possa ser estendida para minutos ou horas, considerado assim apenas para evitar desperdícios computacionais.

que o tempo de treinamento cresce para cada n neurônios e n camadas ocultas, pode haver um impeditivo para sistemas muito grandes.

Outra conclusão sobre o uso da Rede Neural é que sua aplicação pode ser elevada para módulos de diferentes fabricantes e diferentes potências numa mesma instalação. Com a possibilidade de inserir novos dados no treinamento, é gerada uma nova configuração de pesos para qualquer instalação, bastando apenas os dados de cada tipo de módulo utilizado e sua configuração no sistema.

5.0.1 Propostas para trabalhos futuros

Os testes feitos durante essa tese mostraram-se promissores em relação aos objetivos do estudo. Porém, são propostas investigações mais profundas com o *MPPT* em questão, quais sejam:

- O treinamento utilizando dados de corrente e tensão do módulo, a fim da eliminação dos sensores de irradiação pelos mais baratos.
- O treinamento para uma gama maior de módulos em série, com a verificação se a Rede Neural consegue seguir o que foi proposto com um número maior de máximos locais com menor impacto no tempo de treinamento.
- A utilização por conjuntos interconectados de módulos, se não for possível o treinamento com grande número de módulos.
- Mesmo sendo possível a expansão do controle de potência reativa no inversor, o bloco foi deixado com referência zero, sendo necessário maiores configurações para o controle de reativo.

Referências

- AILLERIE, M. et al. Simulation of Photovoltaic Generators and Comparison of two common Maximum Power Point trackers. *Renewable Energies and Power Quality Journal*, p. –, 2010. Disponível em: <<https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-00557497>>. Citado 2 vezes nas páginas 114 e 122.
- Amcham Brasil. *Energia solar cresce 407impulsionada por painéis em residências*. [S.l.], 2018. Disponível em: <<https://economia.estadao.com.br/blogs/ecoando/energia-solar-cresce-407-em-um-ano-no-brasil-impulsionada-por-paineis-em-residencias/>>. Acesso em: 07 ago. 2018. Citado na página 28.
- ANEEL. *Unidades Consumidoras com Geração Distribuída*. [S.l.], 2018. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 30 jul. 2018. Citado na página 30.
- ANEEL. Resolução Normativa nº 482. *Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências*. Sancionado em 17 de abril de 2012. [S.l.], 2014. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf>>. Acesso em: 07 ago. 2018. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 27.
- ANWAR, S.; EFSTATHIADIS, H.; QAZI, S. *Handbook of Research on Solar Energy Systems and Technologies*. [S.l.]: IGI Global, 2013. ISBN 978-1-62198-982-0,1351-0258-(ISSN),978-1-4666-1996-8,978-1-4666-1997-5,978-1-4666-1998-2. Citado 4 vezes nas páginas 73, 76, 78 e 79.
- APPLEYARD, R. Photo-eletric cells. *Telegraphic Journal and electric review*, v. 28, p. 126, Janeiro 1881. Citado na página 33.
- Araujo, S. V. et al. Lcl filter design for grid-connected npc inverters in offshore wind turbines. In: *2007 7th International Conference on Power Electronics*. [S.l.: s.n.], 2007. p. 1133–1138. ISSN 2150-6078. Citado na página 95.
- ASHOK, S.; FONASH, S. J.; FONASH, R. T. Solar cell. *Encyclopædia Britannica*, 2017. Disponível em: <<https://www.britannica.com/technology/solar-cell#ref289546>>. Acesso em: 31 jan. 2018. Citado na página 33.
- BELHADJ, C. A.; BANAT, I. H.; DERICHE, M. A detailed analysis of photovoltaic panel hot spot phenomena based on the bishop model. In: *2017 14th International Multi-Conference on Systems, Signals Devices (SSD)*. [S.l.: s.n.], 2017. p. 222–227. Citado na página 62.
- BISQUERT, J. *The Physics of Solar Cells: Perovskites, Organics, and Photovoltaic Fundamentals*. 1. ed. [S.l.]: CRC Press, 2018. ISBN 1138099961,978-1-138-09996-8,978-1-138-09997-5. Citado na página 49.
- BRASIL. Decreto nº 4.873. *Institui o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica – “LUZ PARA TODOS” e dá outras providências*. Sancionado em

11 de novembro de 2003. [S.l.], 2003. Disponível em: <<http://www2.camara.leg.br/legin/fed/decret/2003/decreto-4873-11-novembro-2003-497318-publicacaooriginal-1-pe.html>>. Acesso em: 06 ago. 2018. Citado na página 25.

BRASIL. Decreto nº 7.520. *Institui o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica – “LUZ PARA TODOS”, para o período de 2011 a 2014, e dá outras providências.* Sancionado em 8 de julho de 2011. [S.l.], 2011. Disponível em: <<http://www2.camara.leg.br/legin/fed/decret/2011/decreto-7520-8-julho-2011-610917-normaatualizada-pe.html>>. Acesso em: 07 ago. 2018. Citado na página 26.

BRASIL. Decreto nº 8387. *Altera o Decreto nº 7.520, de 8 de julho de 2011, que institui o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica – “LUZ PARA TODOS”.* Sancionado em 30 de dezembro de 2014. [S.l.], 2014. Disponível em: <<http://www2.camara.leg.br/legin/fed/decret/2014/decreto-8387-30-dezembro-2014-779867-publicacaooriginal-145768-pe.html>>. Acesso em: 07 ago. 2018. Citado na página 26.

BRASIL. Decreto nº 9.357. *Altera o Decreto nº 7.520, de 8 de julho de 2011, que institui o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica – “LUZ PARA TODOS”.* Sancionado em 27 de abril de 2018. [S.l.], 2018. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2018/Decreto/D9357.htm#art2>. Acesso em: 07 ago. 2018. Citado na página 26.

BRASIL. Lei nº 10.438. *Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, dá nova redação às Leis no 9.427, de 26 de dezembro de 1996, no 9.648, de 27 de maio de 1998, no 3.890-A, de 25 de abril de 1961, no 5.655, de 20 de maio de 1971, no 5.899, de 5 de julho de 1973, no 9.991, de 24 de julho de 2000, e dá outras providências.* Sancionada em 26 de abril de 2002. [S.l.], 2002. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/2002/L10438.htm>. Acesso em: 06 ago. 2018. Citado na página 25.

BRITO, M. A. G. de et al. Avaliação das principais técnicas para obtenção de mppt de painéis fotovoltaicos. In: *2010 9th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications - INDUSCON 2010*. [S.l.: s.n.], 2010. p. 1–6. Citado na página 70.

Cemig. *ND 5.31 - Requisitos Para Conexão de Acessantes Produtores de Energia Elétrica ao Sistema de Distribuição da Cemig D - Média Tensão.* Versão dez. 2018. [S.l.], 2018. Disponível em: <http://www.cemig.com.br/pt-br/atendimento/Clientes/Paginas/norma_tecnica.aspx>. Acesso em: 06 set. 2019. Citado 2 vezes nas páginas 95 e 96.

Cemig. *ND 5.30 - Requisitos para a Conexão de Acessantes ao Sistema de Distribuição Cemig D - Conexão em Baixa Tensão.* Versão set. 2019. [S.l.], 2019. Disponível em: <http://www.cemig.com.br/pt-br/atendimento/Clientes/Paginas/norma_tecnica.aspx>. Acesso em: 02 out. 2019. Citado 2 vezes nas páginas 95 e 96.

CHATTERJEE, A.; KEYHANI, A. Thevenin’s equivalent of photovoltaic source models for mppt and power grid studies. In: *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*. [S.l.: s.n.], 2011. p. 1–7. ISSN 1932-5517. Citado na página 58.

CHIRIAC, G. et al. Analysis of hot-spots effects on the performances of a photovoltaic system used in romania. In: *2017 International Conference on Electromechanical and Power Systems (SIELMEN)*. [S.l.: s.n.], 2017. p. 239–244. Citado 2 vezes nas páginas 63 e 64.

COLLARES, F. S. *Comparação Quantitativa de Métodos de Paralelismo de Módulos Fotovoltaicos com a Rede Elétrica para Geração Distribuída Através do Controle de Conversores de Potência*. 159 p. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Minas Gerais, Nov 2012. Citado 2 vezes nas páginas 75 e 77.

CUNHA, G. H. B. *Modelagem matemática e implementação computacional no ATP de um sistema solar fotovoltaico conectado a rede de baixa tensão*. 131 p. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Uberlândia, Jul 2013. Citado 2 vezes nas páginas 39 e 92.

EINSTEIN, A. Concerning an heuristic point of view toward the emission and transformation of light. *Annalen Phys.*, v. 17, p. 132–148, 1905. Citado na página 34.

EVANS, C.; WALLACE, M. T. *Mars Microrover Power Subsystem*. [S.l.], 1997. Disponível em: <<https://mars.jpl.nasa.gov/MPF/roverpwr/power.html#SolarArray>>. Acesso em: 05 ago. 2018. Citado na página 47.

FAUSETT, L. *Fundamentals of Neural Networks: Architectures, Algorithms, and Applications*. Upper Saddle River, NJ, USA: Prentice-Hall, Inc., 1994. ISBN 0-13-334186-0. Citado 8 vezes nas páginas 81, 82, 83, 84, 85, 86, 88 e 89.

FRANK, M. Becquerel prize for outstanding merits in photovoltaics. *Alexandre Edmond Becquerel*, 1999. Disponível em: <<http://www.becquerel-prize.org/cms/about-the-becquerel-prize/alexandre-edmond-becquerel/>>. Acesso em: 31 jan. 2018. Citado na página 33.

Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems – ISE. *PHOTOVOLTAICS REPORT*. [S.l.], 2018. Disponível em: <<https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>>. Acesso em: 05 ago. 2018. Citado 3 vezes nas páginas 28, 29 e 43.

FREITAS, D. N. S. *Controlo de um Inversor Monofásico para Ligação à Rede de um Gerador Síncrono de Ímanes Permanentes*. 128 p. Dissertação (Mestrado) — Instituto Politécnico de Bragança, Set 2013. Citado 2 vezes nas páginas 92 e 93.

GAO, L. et al. Parallel-connected solar pv system to address partial and rapidly fluctuating shadow conditions. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 56, n. 5, p. 1548–1556, May 2009. ISSN 0278-0046. Citado na página 62.

GIROUX, P. et al. *Grid-Connected PV Array*. 2012. Disponível em: <<https://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/34752-grid-connected-pv-array>>. Acesso em: 22 mai. 2019. Citado 2 vezes nas páginas 108 e 150.

GREENPEACE; EPIA. *Solar photovoltaic electricity empowering the world*. Greenpeace e european photovoltaic industry association – epia. [S.l.], 2011. Disponível em: <<https://www.greenpeace.org/archive-international/Global/international/publications/climate/2011/Final%20SolarGeneration%20VI%20full%20report%20lr.pdf>>. Acesso em: 06 ago. 2018. Citado 2 vezes nas páginas 27 e 30.

HAYKIN, S. *Neural Networks: A Guided Tour*. 2. ed. [S.l.]: Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 2000. v. 1. (1, v. 1). ISBN 9780780360112. Citado na página 80.

HONSBURG, C.; BOWDEN, S. *Spectral Response*. PVEducation.org, 2018. Disponível em: <<https://www.pveducation.org/pvcdrom/solar-cell-operation/spectral-response>>. Acesso em: 30 jul. 2018. Citado 2 vezes nas páginas 37 e 38.

JAIN, S.; AGARWAL, V. A new algorithm for rapid tracking of approximate maximum power point in photovoltaic systems. *IEEE Power Electronics Letters*, v. 2, n. 1, p. 16–19, March 2004. ISSN 1540-7985. Citado 2 vezes nas páginas 79 e 80.

JAIN, S.; AGARWAL, V. Comparison of the performance of maximum power point tracking schemes applied to single-stage grid-connected photovoltaic systems. *IET Electric Power Applications*, v. 1, n. 5, p. 753–762, Sept 2007. ISSN 1751-8660. Citado 2 vezes nas páginas 72 e 99.

KHUTORYANSKY, E. *Boost Converters and Buck Converters: Power Electronics*. YouTube, 2017. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=vwJYIorz_Aw>. Acesso em: 28 jun. 2018. Citado na página 70.

KININGER, F. *Photovoltaic Systems Technology*. Universität Kassel, Institut für Rationelle Energiewandlung, 2003. Disponível em: <<http://www.uni-kassel.de/re>>. Citado 7 vezes nas páginas 35, 36, 55, 56, 58, 64 e 65.

Kipp & Zonen B.V. *Instrumentos de medição – Manuais do fabricante*. [S.l.], 2016. Disponível em: <<http://www.kippzonen.com>>. Acesso em: 2 ago. 2018. Citado na página 40.

KOBAYASHI, K.; MATSUO, H.; SEKINE, Y. An excellent operating point tracker of the solar-cell power supply system. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 53, n. 2, p. 495–499, April 2006. ISSN 0278-0046. Citado na página 72.

Kyocera Solar. *KD135GX-LP – High Efficiency Multicristal Photovoltaic Module*. [S.l.], 2017. Disponível em: <<https://www.kyocerasolar.com/dealers/product-center/archives/spec-sheets/KD135GX-LP.pdf>>. Acesso em: 10 jul. 2018. Citado na página 97.

LEITE, M. S. et al. Towards an optimized all lattice-matched InGaAs/InGaAs multijunction solar cell with efficiency >50%. *Applied Physics Letters*, v. 102, n. 3, p. 6, Jan 2013. ISSN 0003-6951. Citado 3 vezes nas páginas 45, 46 e 49.

LENARDIC, D. *Photovoltaics - Historical Development*. [S.l.], 2015. Disponível em: <<http://www.pvresources.com/en/introduction/history.php>>. Acesso em: 04 ago. 2018. Citado na página 34.

MACCARINI, M. C. *Inversor Monofásico Sincronizado Para A Conexão De Um Gerador Eólico A Rede Elétrica: Estudo, Projeto E Implementação*. 150 p. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Santa Catarina, Mar 2009. Citado na página 70.

MARSH, A. J. *Sun-Path*. 2014. Disponível em: <<http://andrewmarsh.com/apps/staging/sunpath3d.html>>. Acesso em: 01 ago. 2018. Citado 2 vezes nas páginas 39 e 40.

MARTINS, D. C.; BARBI, I. *Eletrônica de potência: conversores CC-CC básicos não isolados*. 2. ed. [S.l.]: Edição dos Autores, 2006. ISBN 8590520323, 9788590520320. Citado 2 vezes nas páginas 67 e 70.

MATHWORKS, I. *Discover How to Solve Your Computational Problem*. [S.l.], 2018. Disponível em: <<https://www.mathworks.com/discovery.html>>. Acesso em: 28 fev. 2018. Citado 2 vezes nas páginas 52 e 58.

MATLAB: Simulink. *Licença nº 40500084: Núcleo de Qualidade da Energia Elétrica/UFU - R. Prof. Dr. Ivan Nunes Santos*. Versão R2017b. Citado 14 vezes nas páginas 15, 31, 51, 52, 56, 57, 58, 95, 97, 100, 103, 105, 107 e 108.

MICROSOFT. *Visual Studio Community*. [S.l.], 2017. Disponível em: <<https://www.visualstudio.com/pt-br/vs/community/>>. Acesso em: 28 fev. 2018. Citado na página 53.

National Renewable Energy Laboratory - NREL. *Best Research-Cell Efficiencies*. [S.l.], 2017. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/pv/assets/images/efficiency-chart-20180716.jpg>>. Acesso em: 4 ago. 2018. Citado 2 vezes nas páginas 34 e 44.

PAJA, C. A. R.; PETRONE, G.; MONTES, A. J. S. Compensation of DC-link voltage oscillations in grid connected PV systems. *Revista Facultad de Ingeniería Universidad de Antioquia*, scieloco, p. 82 – 92, 06 2012. ISSN 0120-6230. Disponível em: <http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0120-62302012000200008&nrm=iso>. Citado na página 104.

PLANCK, M. *Ueber das Gesetz der Energieverteilung im Normalspectrum*. J.A. Barth, 1901. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?id=42KXGwAACA AJ>>. Acesso em: 4 ago. 2018. Citado na página 35.

Reznik, A. et al. Lcl filter design and performance analysis for small wind turbine systems. In: *2012 IEEE Power Electronics and Machines in Wind Applications*. [S.l.: s.n.], 2012. p. 1–7. Citado na página 94.

Reznik, A. et al. lcl filter design and performance analysis for grid-interconnected systems. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 50, n. 2, p. 1225–1232, March 2014. ISSN 0093-9994. Citado na página 94.

SCHODER, T. *Monocrystalline Cells vs. Polycrystalline Cells: What's the Difference?* Civic Solar, 2018. Disponível em: <<https://www.civicsolar.com/support/installer/articles/monocrystalline-cells-vs-polycrystalline-cells-whats-difference>>. Acesso em: 05 ago. 2018. Citado na página 48.

SINGH, P.; RAVINDRA, N. Temperature dependence of solar cell performance—an analysis. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, v. 101, p. 36 – 45, 2012. ISSN 0927-0248. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0927024812000931>>. Citado na página 61.

SOLAR, P. Micro inversor solar grid tie. 2018. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/micro-inversor-solar-grid-tie.html>>. Acesso em: 18 out. 2018. Citado na página 29.

- SOLUTIONS, N. E. *Introduction to Solar Radiation*. 2015. Disponível em: <<http://www.newport.com/Introduction-to-Solar-Radiation/411919/1033/content.aspx>>. Acesso em: 01 ago. 2019. Citado 2 vezes nas páginas 38 e 39.
- SOUSA, K. K. F. de. *Controle da Tensão do Barramento CC pelo Inversor Monofásico Ponte Completa em um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede*. 83 p. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal da Paraíba, Abr 2016. Citado na página 92.
- SOUZA, A. C. de. *Escolha de Frequência de Chaveamento*. [Mensagem Pessoal], 2018. Disponível em: <rosenthal.ufu@gmail.com>. Acesso em: 25 mai. 2018. Citado 2 vezes nas páginas 68 e 98.
- SOUZA, A. C. de et al. Performance analysis of the computational implementation of a simplified pv model and mppt algorithm. *IEEE Latin America Transactions*, v. 14, n. 2, p. 792–798, Feb 2016. ISSN 1548-0992. Citado na página 68.
- STEIN, J. S. *Spectral Response*. PV Performance Modeling Collaborative.org, 2018. Disponível em: <<https://pvpmc.sandia.gov/modeling-steps/2-dc-module-iv/effective-irradiance/spectral-response/>>. Acesso em: 30 jul. 2018. Citado na página 37.
- TEODORESCU, R.; LISERRE, M.; RODRÍGUEZ, P. *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems*. 1. ed. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2011. ISBN 978-0-470-05751-3, 978-0-470-66704-0, 978-0-470-66705-7. Citado 4 vezes nas páginas 90, 91, 93 e 94.
- The MathWorks, Inc. *PV Array*. [S.l.], 2014. Disponível em: <<https://www.mathworks.com/help/releases/R2017b/physmod/sps/powersys/ref/pvarray.html>>. Acesso em: 07 mar. 2018. Citado 4 vezes nas páginas 57, 58, 60 e 97.
- Underwriters Laboratories. *UL Standart for Safety for Flat-Plate Photovoltaic Modules and Panels*. [S.l.], 2002 – 2004. Citado na página 37.
- YABLONOVITCH, E.; MILLER, O. D.; KURTZ, S. R. The opto-electronic physics that broke the efficiency limit in solar cells. In: *2012 38th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*. [S.l.: s.n.], 2012. p. 001556–001559. ISSN 0160-8371. Citado na página 46.
- YAFAOUI, A.; WU, B.; CHEUNG, R. Implementation of maximum power point tracking algorithm for residential photovoltaic systems. *2nd Canadian Solar Buildings Conference*, p. 6, Jun 2017. Citado 3 vezes nas páginas 74, 75 e 76.

Apêndices

APÊNDICE A – Códigos dos *MPPTs*

Código em *C* do método de Tensão Constante.

```
float VOpenCircuit = 88.4;
float KConstant1 = 0.78;

*d = VOpenCircuit * KConstant1;
```

Código em *C* do método P&O Clássico.

```
static float vAnt = 70.0;
static float pAnt = 0.0;
static float vRef = 70.8;

float delta = .5;

float deltaV = *v - vAnt;
float deltaP = *p - pAnt;

if (deltaP > 0.0) {
    if(deltaV > 0.0) {
        vRef += delta;
    } else {
        vRef -= delta;
    }
} else {
    if(deltaV > 0.0) {
        vRef -= delta;
    } else {
        vRef += delta;
    }
}

vAnt = *v;
pAnt = *p;

*d = vRef;
```

Código em C do método P&O.

```
static float vAnt = 70.0;
static float pAnt = 0.0;
static float vRef = 70.8;
static float Range = 2;

float delta = .1;

float deltaV = *v - vAnt;
float deltaP = *p - pAnt;

if (deltaP < -Range || deltaP > Range) {
    if (deltaP > 0.0) {
        if(deltaV > 0.0) {
            vRef += delta;
        } else {
            vRef -= delta;
        }
    } else {
        if(deltaV > 0.0) {
            vRef -= delta;
        } else {
            vRef += delta;
        }
    }
}

vAnt = *v;
pAnt = *p;

*d = vRef;
```

Código em *C* do método P&O Modificado.

```
static float vAnt = 70.0;
static float pAnt = 0.0;
static float vAnt2 = 70.0;
static float pAnt2 = 0.0;
static float vRef = 70.8;
static float Count = 0;
static float delta = .1;
static float deltaV = 0;
static float deltaP = 0;
static float vRefAnt = 70.8;

if (Count = 0) {
    Count = 1;
    vRef = vRefAnt;
} else {
    Count = 0;
    deltaP = *p - pAnt;
    if (pAnt > pAnt2 - deltaP) {
        if (vAnt > vAnt2) {
            vRef = vRef + delta;
        } else {
            vRef = vRef - delta;
        }
    } else {
        if (vAnt > vAnt2) {
            vRef = vRef - delta;
        } else {
            vRef = vRef + delta;
        }
    }
}

pAnt2 = pAnt;
vAnt2 = vAnt;
pAnt = *p;
vAnt = *v;
vRefAnt = vRef;
```

```
*d = vRef;
```

Código em *C* do método de Estima Perturba e Perturba.

```
static float vAnt = 70.0;
static float pAnt = 0.0;
static float vAnt2 = 70.0;
static float pAnt2 = 0.0;
static float vRef = 70.8;
static float Count = 0;
static float delta = .1;
static float deltaV = 0;
static float deltaP = 0;
static float vRefAnt = 70.8;

if (Count = 0) {
    Count = 1;
    vRef = vRefAnt;
} else if (Count = 1) {
    Count = 2;
    deltaP = *p - pAnt;
    if (pAnt > pAnt2 - deltaP) {
        if (vAnt > vAnt2) {
            vRef = vRef + delta;
        } else {
            vRef = vRef - delta;
        }
    } else {
        if (vAnt > vAnt2) {
            vRef = vRef - delta;
        } else {
            vRef = vRef + delta;
        }
    }
} else if (Count = 2) {
    Count = 0;
    if (*p > pAnt - deltaP) {
        if (*v > vAnt) {
            vRef = vRef + delta;
        } else {
            vRef = vRef - delta;
        }
    }
}
```

```
    } else {  
        if (*v > vAnt) {  
            vRef = vRef - delta;  
        } else {  
            vRef = vRef + delta;  
        }  
    }  
}
```

```
pAnt2 = pAnt;  
vAnt2 = vAnt;  
pAnt = *p;  
vAnt = *v;  
vRefAnt = vRef;
```

```
*d = vRef;
```

Código em *C* do método de Condutância Incremental.

```
static float vAnt = 70.0;
static float iAnt = 0.0;
static float vRef = 70.8;

float c1 = 0;
float delta = .1;

float deltaV = *v - vAnt;
float deltaI = *i - iAnt;

c1 = *i / *v;
if (deltaV == 0) {
    if (deltaI == 0) {
    } else if (deltaI > 0) {
        vRef += delta;
    } else {
        vRef -= delta;
    }
} else {
    if (deltaI/deltaV == -c1) {
    } else {
        if (deltaI/deltaV > -c1) {
            vRef += delta;
        } else {
            vRef -= delta;
        }
    }
}

vAnt = *v;
iAnt = *i;

*d = vRef;
```

Código em C do método de Condutância Incremental Modificado.

```
static float vAnt = 70.0;
static float iAnt = 0.0;
static float vRef = 70.8;

float c1 = 0;
float c2 = 0;
float deltaW = 5;
float delta = .1;

float deltaV = *v - vAnt;
float deltaI = *i - iAnt;

c1 = *i / *v;
c2 = deltaW/2;
if (deltaV == 0) {
    if (deltaI == 0){
    } else if (deltaI > 0) {
        vRef += delta;
    } else {
        vRef -= delta;
    }
} else {
    if (deltaI/deltaV + c1 > c2) {
        vRef += delta;
    } else {
        if (deltaI/deltaV + c1 > -c2) {
        } else {
            vRef -= delta;
        }
    }
}

vAnt = *v;
iAnt = *i;

*d = vRef;
```

Código em *C* do método *Beta*

```

static float vRef = 70.8;
static float Range = 2;
static float beta = 0;
static float c = 0;
static float V = 0;
static float betaref = 0;
static float erro = 0;

float delta = .1;
float flag1 = 1;
c = 7739.13 / ((*t + 273.15) * 4);
betaref = log( 15.26 / 70.8 ) - c * 70.8;
if (*v == 0){
    V = 0.001;
} else {
    V = *v;
}
beta = log( (*i) / (V) ) - c * (*v);
erro = betaref - beta;
if (flag1 == 1) {
    flag1 = 0;
    erro = 0;
}

vRef -= erro;

*d = vRef;

```

Código em *C* do método de Temperatura.

```

static float vRef = 70.8;

float beta = -0.08;
float vMpp = 17.7;
float tRef = 25;

vRef = ( ( *t - tRef ) * beta ) + ( vMpp * 4);

*d = vRef;

```

Código em *C* da aplicação da Rede Neural Artificial (já treinada).

```
double input [2] = {(*r1 - 100)/900, (*r2 - 100)/900};

double vRef = 0.0;

//pesos
double hiddenLayer [20][2];
hiddenLayer [0][0] = -18.61308241;
hiddenLayer [0][1] = 4.262878881;
hiddenLayer [1][0] = 0.607004203;
hiddenLayer [1][1] = -1.370538874;
hiddenLayer [2][0] = 1.764229165;
hiddenLayer [2][1] = 0.751225319;
hiddenLayer [3][0] = 0.523711976;
hiddenLayer [3][1] = -1.492908503;
hiddenLayer [4][0] = 4.193464174;
hiddenLayer [4][1] = -0.668434772;
hiddenLayer [5][0] = 3.40632104;
hiddenLayer [5][1] = -0.341548029;
hiddenLayer [6][0] = 0.676177762;
hiddenLayer [6][1] = -1.663422807;
hiddenLayer [7][0] = -11.21886824;
hiddenLayer [7][1] = 0.807290263;
hiddenLayer [8][0] = 0.584776214;
hiddenLayer [8][1] = -1.534419104;
hiddenLayer [9][0] = 1.922089624;
hiddenLayer [9][1] = 0.396930429;
hiddenLayer [10][0] = 0.542566406;
hiddenLayer [10][1] = -1.229465944;
hiddenLayer [11][0] = 0.765609483;
hiddenLayer [11][1] = -1.220923206;
hiddenLayer [12][0] = -71.19770399;
hiddenLayer [12][1] = 13.81302147;
hiddenLayer [13][0] = 0.522156844;
hiddenLayer [13][1] = -1.07613364;
hiddenLayer [14][0] = 3.154112317;
hiddenLayer [14][1] = 0.002228055;
hiddenLayer [15][0] = -0.216869055;
hiddenLayer [15][1] = 2.153495079;
```

```
hiddenLayer [16][0] = 0.520110521;
hiddenLayer [16][1] = -1.472376891;
hiddenLayer [17][0] = 1.262146336;
hiddenLayer [17][1] = 0.693909763;
hiddenLayer [18][0] = 0.589900486;
hiddenLayer [18][1] = -1.325184674;
hiddenLayer [19][0] = 1.09782783;
hiddenLayer [19][1] = 0.743850077;
```

```
double hiddenBias [20];
hiddenBias [0] = 4.059878881;
hiddenBias [1] = -1.397538874;
hiddenBias [2] = 0.286225319;
hiddenBias [3] = -1.194908503;
hiddenBias [4] = -0.695434772;
hiddenBias [5] = -0.562548029;
hiddenBias [6] = -0.830422807;
hiddenBias [7] = 0.649290263;
hiddenBias [8] = -1.320419104;
hiddenBias [9] = 1.217930429;
hiddenBias [10] = -1.220465944;
hiddenBias [11] = -0.839923206;
hiddenBias [12] = 13.51802147;
hiddenBias [13] = -1.48513364;
hiddenBias [14] = -0.614771945;
hiddenBias [15] = 1.628495079;
hiddenBias [16] = -1.009376891;
hiddenBias [17] = 1.259909763;
hiddenBias [18] = -1.486184674;
hiddenBias [19] = 1.348850077;
```

```
double exitLayer [20];
exitLayer [0] = -1.58419274;
exitLayer [1] = -1.54719274;
exitLayer [2] = -1.19819274;
exitLayer [3] = -1.43019274;
exitLayer [4] = -1.36019274;
exitLayer [5] = -1.02719274;
exitLayer [6] = -1.50919274;
```

```
exitLayer [7] = -1.73319274;
exitLayer [8] = -1.70219274;
exitLayer [9] = -1.93319274;
exitLayer [10] = -1.09319274;
exitLayer [11] = -1.18119274;
exitLayer [12] = -1.97119274;
exitLayer [13] = -1.18719274;
exitLayer [14] = -1.15119274;
exitLayer [15] = -1.89419274;
exitLayer [16] = -1.48119274;
exitLayer [17] = -1.41119274;
exitLayer [18] = -1.68419274;
exitLayer [19] = -1.36619274;

double exitBias = -2.093640646;

double netHidden [20];
for (int i=0; i<20; i++) {
    netHidden [i] = 0.0;
    for (int j=0; j<2; j++) {
        netHidden [i] += hiddenLayer [i][j] * input [j];
    }
    netHidden [i] += hiddenBias [i];
    netHidden [i] = ActivationFunction (netHidden [i]);
}

double netExit = 0.0;
for (int i=0; i<20; i++) {
    netExit += exitLayer [i] * netHidden [i];
}
netExit += exitBias;
netExit = ActivationFunction (netExit);

if (netExit > 1.0) {
    netExit = 1.0;
} if (netExit < 0.0) {
    netExit = 0.0;
}
```

vRef = 34.32 + netExit * 41.36;

*d = vRef;

APÊNDICE B – Códigos de treinamento da Rede Neural Artificial

Arquivo *main.h* do programa de treinamento.

```
#ifndef __main__
#define __main__

#include <wx/wx.h>
#include <wx/textfile.h>
#include <ctime>
#include "gui.h"
#include "gridDialog.h"
#include "textBoxDialog.h"

class MainApp : public wxApp
{
    public:
        virtual bool OnInit();
};

DECLARE_APP(MainApp)

class Input
{
    private:
        double m_voltage;
        double m_power;

    public:
        double GetVoltage() { return m_voltage; }
        void SetVoltage(double voltage) { m_voltage = voltage; }
        double GetPower() { return m_power; }
        void SetPower(double power) { m_power = power; }
};

class Target
```

```

{
    private:
        double m_rad1;
        double m_rad2;

    public:
        double GetRad1() { return m_rad1; }
        void SetRad1(double rad_1) { m_rad1 = rad_1; }
        double GetRad2() { return m_rad2; }
        void SetRad2(double rad_2) { m_rad2 = rad_2; }
};

class Neuron
{
    private:
        std::vector<double> m_weights; // pesos
        double m_bias; // bias

        double GetRandom();

    public:
        Neuron(); // Construtor
        ~Neuron(); // Destrutor

        void Init(int n);

        std::vector<double> GetWeights() { return m_weights; }
        void SetWeights(std::vector<double> weights) { m_weights = weights; }
        void SetWeight(double weight, int n) { m_weights[n] = weight; }
        double GetBias() { return m_bias; }
        void SetBias(double bias) { m_bias = bias; }
        double ActivationFunction(double input);
        double DerivedActivationFunction(double input);
};

class MainDialog : public MainDialogBase
{
    public:
        MainDialog(wxWindow* parent);
};

```

```
virtual ~MainDialog();

void LoadData();
void ShowData();
void Train();

protected:
wxLocale* m_locale;

std::vector<Input> m_input;
std::vector<Target> m_target;

std::vector<Neuron> m_hiddenNeuron;
std::vector<Neuron> m_exitNeuron;

// protected event handlers
void OnCloseDialog(wxCloseEvent& event) { Destroy(); };
void OnDataClick(wxCommandEvent& event) { ShowData(); }
void OnTrainClick(wxCommandEvent& event) { Train(); };
void OnWeightsClick(wxCommandEvent& event);
};

#endif //__main__
```

Arquivo *main.cpp* do programa de treinamento

```

void Neuron::Init(int n)
{
    m_weights.clear();
    for(int i = 0; i < n; i++) {
        m_weights.push_back(GetRandom());
    }
    m_bias = GetRandom();
}

Neuron::Neuron() {}
Neuron::~Neuron() {}
double Neuron::GetRandom() { return (double)((std::rand() % 1000) / 1000.0) -
double Neuron::ActivationFunction(double input) { return ((2.0 / (1.0 + exp(-
double Neuron::DerivedActivationFunction(double input)
{
    return (0.5 * (1.0 + ActivationFunction(input)) * (1.0 - ActivationFu
}

void MainDialog::Train()
{
    int numOutputs = 1;
    double alpha;
    double beta;
    double prec;
    int numNeuron;
    int maxEpoch;

    m_textCtrlAlpha->GetValue().ToDouble(&alpha);
    m_textCtrlBeta->GetValue().ToDouble(&beta);
    m_textCtrlPrec->GetValue().ToDouble(&prec);
    numNeuron = wxAtoi(m_textCtrlNumNeuron->GetValue());
    maxEpoch = wxAtoi(m_textCtrlMaxEpoch->GetValue());

    double x[(int)m_input.size()][2]; // entradas
    double t[(int)m_target.size()][2]; // target

    for(int i = 0; i < (int)m_input.size(); i++) {
        x[i][0] = m_input[i].GetVoltage();

```

```

        x[i][1] = m_input[i].GetPower();
        t[i][0] = m_target[i].GetRad1();
        t[i][1] = m_target[i].GetRad2();
    }

// Inicializar os neuronios
    m_hiddenNeuron.clear();
    for(int i = 0; i < numNeuron; i++) {
        Neuron newNeuron;
        newNeuron.Init(2);
        m_hiddenNeuron.push_back(newNeuron);
    }
    m_exitNeuron.clear();
    for(int i = 0; i < 2; i++) {
        Neuron newNeuron;
        newNeuron.Init(numNeuron);
        m_exitNeuron.push_back(newNeuron);
    }

// Ajustes
    double dwExit[2][numNeuron];           // ajustes dos pesos do m
    double dbiasExit[2] = {0.0, 0.0};      // ajuste do bias do neur
    double dwHidden[numNeuron][2];        // ajuste dos pesos dos m
    double dbiasHidden[numNeuron];        // ajuste do bias do neur

    for(int i = 0; i < numNeuron; i++) {
        dwExit[0][i] = 0.0;
        dwExit[1][i] = 0.0;
        dbiasHidden[i] = 0.0;
        dwHidden[i][0] = 0.0;
        dwHidden[i][1] = 0.0;
    }

    double error;
    bool exit = false;
    int epoch = 0;

// Loop principal
    while(!exit) {

```

```

        error = 0.0;

        for(int p = 0; p < (int)m_input.size(); p++) {
// padroes
// **FEEDFORWARD**
// camada escondida
            double netHidden[numNeuron];
            for(int i = 0; i < numNeuron; i++) { // ne
                netHidden[i] = 0.0;
                for(int j = 0; j < 2; j++) {
                    netHidden[i] += m_hiddenNeuron[i].GetWeights()
                }
                netHidden[i] += m_hiddenNeuron[i].GetBias();
            }
            double outHidden[numNeuron];
            for(int i = 0; i < numNeuron; i++) { // ne
                outHidden[i] = m_hiddenNeuron[i].ActivationFunction(netHidden
            }
// camada de saida
            double netExit[numOutputs];
            for(int i = 0; i < numOutputs; i++) {
                netExit[i] = 0.0;
                for(int j = 0; j < numNeuron; j++) {
                    netExit[i] += m_exitNeuron[i].GetWeights()[j] * outHi
                }
                netExit[i] += m_exitNeuron[i].GetBias();
            }

            double y[numOutputs];
            for(int i = 0; i < numOutputs; i++) {
                y[i] = m_exitNeuron[i].ActivationFunction(netExit[i]);
                error += 0.5 * std::pow((t[p][i] - y[i]), 2); // Erro neuron
            }

// RETROPROPAGACAO DE ERRO
// camada de saida
            double deltaExit[numOutputs];
            for(int i = 0; i < numOutputs; i++) {
                deltaExit[i] = (t[p][i] - y[i]) * m_exitNeuron[i].DerivedActi

```

```

    }
    for(int i = 0; i < numOutputs; i++) {
        for(int j = 0; j < numNeuron; j++) {
            dwExit[i][j] = alpha * deltaExit[i] * outHidden[i]
        }
        dbiasExit[i] = alpha * deltaExit[i] + beta * dbiasExit[i]
    }

// Camada escondida
double deltaHidden[numNeuron];
for(int i = 0; i < numNeuron; i++) {
    double netDeltaHidden = 0;
    for(int j = 0; j < numOutputs; j++) {
        netDeltaHidden += deltaExit[j] * m_exitNeuron[j].
    }
    deltaHidden[i] = netDeltaHidden * m_hiddenNeuron[i].Deriv
}

for(int i = 0; i < numNeuron; i++) {
    for(int j = 0; j < 2; j++) {
        dwHidden[i][j] = alpha * deltaHidden[i] * x[p][j]
    }
    dbiasHidden[i] = alpha * deltaHidden[i] + beta * dbiasHid
}

// ATUALIZAR PESOS
for(int i = 0; i < 2; i++) {
    for(int j = 0; j < numNeuron; j++) {
        double newWeight = m_exitNeuron[i].GetWeights()[j]
        m_exitNeuron[i].SetWeight(newWeight, j);
    }
    double newBias = m_exitNeuron[i].GetBias() + dbiasExit[i]
    m_exitNeuron[i].SetBias(newBias);
}

for(int i = 0; i < numNeuron; i++) {
    for(int j = 0; j < 2; j++) {
        double newWeight = m_hiddenNeuron[i].GetWeights()
        m_hiddenNeuron[i].SetWeight(newWeight, j);
    }
}

```

```
        }
        double newBias = m_hiddenNeuron[i].GetBias() + dbiasHidden[i];
        m_hiddenNeuron[i].SetBias(newBias);
    }
}

epoch++;

if(error < prec) exit = true;
if(epoch >= maxEpoch) exit = true;

m_staticTextEpoch->SetLabel(wxString::Format("Ciclo = %d", epoch));
m_staticTextError->SetLabel(wxString::Format("Erro = %.3f", error));
Layout();
wxYield();
}
}
```

APÊNDICE C – Publicações

C.1 Publicadas:

Título: **Modelling of a Multipurpose Photovoltaic Generator Block Using ATP-EMTP**

Periódico/Conferência: **Revista do IEEE LA**

ISSN: **1548-0992**

Nome: **Júlia Rosenthal Caetano Silva**

Instituição: **UFU**

Nome: **Geraldo Caixeta Guimarães**

Instituição: **UFU**

Nome: **Thales Lima Oliveira**

Instituição: **UFU**

Nome: **Jaqueline Oliveira Rezende**

Instituição: **UFU**

Nome: **Roberta Ramos Santos**

Instituição: **UFU**

Nome: **Anderson Rodrigo Piccini**

Instituição: **IFPR**

Título: **PSP-UFU: An open-source, graphical, and multiplatform software for power system studies**

Periódico/Conferência: **International Transactions on Electrical Energy Systems**

ISSN: **2050-7038**

Nome: **Thales Lima Oliveira**

Instituição: **UFU**

Nome: **Geraldo Caixeta Guimarães**

Instituição: **UFU**

Nome: **Júlia Rosenthal Caetano Silva**

Instituição: **UFU**

Título: **Power system education and research applications using free and open-source, graphical and multiplatform PSP-UFU software**

Periódico/Conferência: **International Journal of Electrical Engineering Education**

ISSN: **2050-4578**

Nome: **Thales Lima Oliveira**

Instituição: **UFU**

Nome: **Geraldo Caixeta Guimarães**

Instituição: **UFU**

Nome: **Júlia Rosenthal Caetano Silva**

Instituição: **UFU**

Nome: **Jaqueline Oliveira Rezende**

Instituição: **UFU**

Título: Análise Computacional de Técnicas de Rastreamento de Máxima Potência (MPPT) Para Aplicação Em Arranjos Fotovoltaicos

Periódico/Conferência: Revista Brasileira de Energia Solar	ISSN: 2178-9606
Nome: Júlia Rosenthal Caetano Silva	Instituição: UFU
Nome: Geraldo Caixeta Guimarães	Instituição: UFU
Nome: Raul Vitor Arantes Monteiro	Instituição: UFMT
Nome: Marcio Augusto Tamashiro	Instituição: IFTO
Nome: Guilherme Henrique Bernardes Cunha	Instituição: Voltalia
Nome: Thales Lima Oliveira	Instituição: UFU
Nome: Roberta Ramos Santos	Instituição: UFU

Título: A Utilização do Programa ATP para a Simulação de Sistemas Fotovoltaicos com Arranjo MPPT-Boost Conectado à Rede

Periódico/Conferência: XVII CEEL	ISSN: 2178-8308
Nome: Júlia Rosenthal Caetano Silva	Instituição: UFU
Nome: Geraldo Caixeta Guimarães	Instituição: UFU
Nome: Thales Lima Oliveira	Instituição: UFU
Nome: Jaqueline Oliveira Rezende	Instituição: UFU
Nome: Mateus Franco Silva	Instituição: IFPR
Nome: Victor Lucas Sousa Gomes	Instituição: UFU
Nome: Anderson Rodrigo Piccini	Instituição: IFPR

Título: Desenvolvimento e Implementação da Ferramenta de Análise de Estabilidade no Software PSP-UFU

Periódico/Conferência: XV CEEL	ISSN: 2178-8308
Nome: Thales Lima Oliveira	Instituição: UFU
Nome: Geraldo Caixeta Guimarães	Instituição: UFU
Nome: Júlia Rosenthal Caetano Silva	Instituição: UFU
Nome: Jaqueline Oliveira Rezende	Instituição: UFU
Nome: Anderson Rodrigo Piccini	Instituição: IFPR
Nome: Roberta Ramos Santos	Instituição: UFU

Título: Manobras De Banco De Capacitores Em Sistema De Distribuição E Opções Para Mitigar Transitórios Eletromagnéticos

Periódico/Conferência: XV CEEL	ISSN: 2178-8308
Nome: Jaqueline Oliveira Rezende	Instituição: UFU
Nome: Geraldo Caixeta Guimarães	Instituição: UFU
Nome: Marcelo Lynce Ribeiro Chaves	Instituição: UFU
Nome: Júlia Rosenthal Caetano Silva	Instituição: UFU
Nome: Thales Lima Oliveira	Instituição: UFU
Nome: Roberta Ramos Santos	Instituição: UFU
Nome: Anderson Rodrigo Piccini	Instituição: IFPR

Título: Controle de Máxima Potência de um Sistema Fotovoltaico Utilizando Redes Neurais Artificiais

Periódico/Conferência: XIV CEEL	ISSN: 2178-8308
Nome: Thales Lima Oliveira	Instituição: UFU
Nome: Júlia Rosenthal Caetano Silva	Instituição: UFU
Nome: Arthur Costa de Souza	Instituição: UFU
Nome: Geraldo Caixeta Guimarães	Instituição: UFU
Nome: Keiji Yamanaka	Instituição: UFU

Título: Análise da Microgeração Fotovoltaica Monofásica na Rede de Distribuição de Baixa Tensão

Periódico/Conferência: XIV CEEL	ISSN: 2178-8308
Nome: Arthur Costa de Souza	Instituição: UFU
Nome: Júlia Rosenthal Caetano Silva	Instituição: UFU
Nome: Thales Lima Oliveira	Instituição: UFU
Nome: José Rubens Macedo	Instituição: UFU
Nome: Ivan Nunes Santos	Instituição: UFU

Título: Desenvolvimento de Interface Gráfica em MATLAB para Previsão do Comportamento de um Sistema Elétrico com Penetração Fotovoltaica Usando Inteligência Artificial

Periódico/Conferência: XIV CEEL	ISSN: 2178-8308
Nome: Danilo Pereira Neves	Instituição: UFU
Nome: Lucas Manuel R. Rodrigues	Instituição: UFU
Nome: Raul Vitor Arantes Monteiro	Instituição: UFMT
Nome: Júlia Rosenthal Caetano Silva	Instituição: UFU
Nome: Geraldo Caixeta Guimarães	Instituição: UFU

Título: **O software PSP-UFU, plataforma gráfica e gratuita para estudos de fluxo de carga, curto-circuito e análise dinâmica de sistemas elétricos de potência**

Periódico/Conferência: VI SBSE	ISSN: 2177-6164
Nome: Thales Lima Oliveira	Instituição: UFU
Nome: Geraldo Caixeta Guimarães	Instituição: UFU
Nome: Márcio Augusto Tamashiro	Instituição: IFTO
Nome: Raul Vitor Arantes Monteiro	Instituição: UFMT
Nome: Júlia Rosenthal Caetano Silva	Instituição: UFU
Nome: Arthur Costa de Souza	Instituição: UFU

Título: **Análise Computacional de Técnicas de Rastreamento de Máxima Potência (MPPT) Para Aplicação Em Arranjos Fotovoltaicos**

Periódico/Conferência: VI CBENS	ISSN: 2316-2570
Nome: Júlia Rosenthal Caetano Silva	Instituição: UFU
Nome: Geraldo Caixeta Guimarães	Instituição: UFU
Nome: Raul Vitor Arantes Monteiro	Instituição: UFMT
Nome: Márcio Augusto Tamashiro	Instituição: IFTO
Nome: Guilherme Henrique Bernardes Cunha	Instituição: Voltalia
Nome: Thales Lima Oliveira	Instituição: UFU
Nome: Roberta Ramos Santos	Instituição: UFU

C.2 Capítulo de Livro Publicado:

Título do livro: **A Importância da Energia Solar para o Desenvolvimento Sustentável** Editora:

Atena

Páginas: 36-49	ISBN: 978-85-7247-600-3	Capítulo: 4
Nome: Júlia Rosenthal Caetano Silva	Instituição: UFU	
Nome: Jaqueline Oliveira Rezende	Instituição: UFU	
Nome: Geraldo Caixeta Guimarães	Instituição: UFU	
Nome: Raul Vitor Arantes Monteiro	Instituição: UFMT	

APÊNDICE D – Contato

Para maiores informações acerca dos assuntos abordados na dissertação, entrar em contato com o autor por um dos e-mails:

rosenthal@ufu.br

julia.rosenthal@outlook.com

rosenthal.ufu@gmail.com