

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

MARIANA MACHADO

OTIMIZAÇÃO MULTIOBJETIVO DE MICRORREDE UTILIZANDO NSGA-II

CURITIBA

2021

MARIANA MACHADO

OTIMIZAÇÃO MULTI OBJETIVO DE MICRORREDE UTILIZANDO NSGA-II

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração Sistemas de Energia, Departamento de Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, como parte das exigências para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Alexandre Rasi Aoki

CURITIBA

2021

Catálogo na Fonte: Sistema de Bibliotecas, UFPR
Biblioteca de Ciência e Tecnologia

M149o

Machado, Mariana

Otimização multiobjetivo de microrrede utilizando NSGA-II [recurso eletrônico] / Mariana Machado. – Curitiba, 2021.

Dissertação - Universidade Federal do Paraná, Setor de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2021.

Orientador: Alexandre Rasi Aoki .

1. Redes inteligentes de energia. 2. Energia – armazenamento. 3. Baterias elétricas. I. Universidade Federal do Paraná. II. Aoki, Alexandre Rasi. III. Título.

CDD: 621.31912

Bibliotecário: Elias Barbosa da Silva CRB-9/1894



TERMO DE APROVAÇÃO

Os membros da Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em ENGENHARIA ELÉTRICA da Universidade Federal do Paraná foram convocados para realizar a arguição da dissertação de Mestrado de **MARIANA MACHADO** intitulada: **OTIMIZAÇÃO MULTIOBJETIVO DE MICRORREDE UTILIZANDO NSGA-II**, sob orientação do Prof. Dr. ALEXANDRE RASI AOKI, que após terem inquirido a aluna e realizada a avaliação do trabalho, são de parecer pela sua APROVAÇÃO no rito de defesa.

A outorga do título de mestre está sujeita à homologação pelo colegiado, ao atendimento de todas as indicações e correções solicitadas pela banca e ao pleno atendimento das demandas regimentais do Programa de Pós-Graduação.

CURITIBA, 30 de Abril de 2021.

Assinatura Eletrônica
30/04/2021 16:06:44.0
ALEXANDRE RASI AOKI
Presidente da Banca Examinadora

Assinatura Eletrônica
04/05/2021 12:22:35.0
CLODOMIRO UNSIHUAY-VILA
Avaliador Interno (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

Assinatura Eletrônica
30/04/2021 14:28:31.0
RODRIGO BUENO OTTO
Avaliador Externo (FUNDAÇÃO PARQUE TECNOLÓGICO ITAIPU)

Assinatura Eletrônica
04/05/2021 12:38:10.0
RICARDO SCHUMACHER
Avaliador Interno (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, William e Nilce, e a minha irmã, Heloísa, pela compreensão, apoio e incentivo.

Ao restante da minha família pela compreensão da ausência.

Ao meu orientador Prof. Dr. Alexandre Rasi Aoki, pela orientação, ajuda, incentivo, dedicação e paciência.

Ao meu grande amigo Marcio Marques, pelo incentivo, apoio e contribuições a este trabalho.

Aos meus colegas da Superintendência de Infraestrutura da UFPR, Bruna, Leila, Mario e Luciana e a minha ex-colega Neuza, pelo incentivo e apoio.

À Superintendência de Infraestrutura da UFPR pelo auxílio para que pudesse realizar as atividades do mestrado.

Aos colegas do grupo de pesquisa, pelas importantes sugestões e contribuições durante o desenvolvimento desta dissertação.

À CAPES e ao CNPq pelo financiamento do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da UFPR.

RESUMO

A conscientização da sociedade acerca dos fatores ambientais, a busca por maior autonomia na produção e consumo de energia, além da facilidade de acesso a tecnologias resultaram na disseminação da geração distribuída. Neste cenário as microrredes surgem como alternativa viável e segura para a utilização destas fontes de energia, devido as suas características de operação. Para a sua devida operação, se faz necessário o seu planejamento por meio da determinação dos pontos ótimos de funcionamento do sistema. Isto é atingido por meio da otimização da operação da microrrede. O presente trabalho visa desenvolver um modelo de otimização multiobjetivo de microrrede baseado em NSGA-II, com o intuito de minimizar os custos e maximizar a vida útil das baterias. O problema a ser resolvido consiste no estabelecimento do despacho diário das baterias. No modelo foram considerados elementos da mais próximos da realidade local como estrutura tarifária, tipo de geração, características da rede de distribuição, custos, dentre outros. No cálculo do custo da microrrede foram considerados os custos e as potências dos elementos componentes da rede. Por outro lado, no cálculo da degradação da bateria foi considerado o modelo baseado na degradação por ciclo, na temperatura de operação e na profundidade de descarga. A otimização multiobjetivo foi implementada através dos programas *OpenDSS* e *MATLAB*®. Os resultados apresentados demonstram a aplicabilidade da metodologia para a operação da microrrede conectada à rede.

Palavras-chave: Otimização multiobjetivo. Vida útil de bateria. Redução de custos. Microrrede. NSGA-II.

ABSTRACT

The awareness of society about environmental factors, demand for more self-production and consumption of energy in addition to ease of access to technologies resulted in the dissemination of distributed generation. In this context, microgrids appear as a viable and safe alternative for the use of these energy sources, due to their operating characteristics. For its proper operation, it is necessary to plan it by determining the optimal points of operation of the system. This is achieved by microgrid operation optimization. This present research aims to develop a multiobjective optimization of a microgrid based on NSGA-II, for minimize costs and maximize battery life. The problem to be solved is the establishment of the daily dispatch of the batteries. In the model local elements in the model such as: tariffs, generation type, distribution system characteristics and costs were considered. The costs and powers of the networks component elements were considered at the cost of the microgrid. On the other hand, the model based on degradation per cycle, operating temperature and discharge depth was considered for calculation of battery degradation. Multiobjective optimization was implemented through OpenDSS and MATLAB® softwares. The presented results demonstrate the applicability of the methodology for microgrid operation connected to the network.

Key words: Multiobjective Optimization. Battery life. Cost reduction. Microgrid. NSGA-II.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

FIGURA 01 – CAPACIDADE INSTALADA EM OPERAÇÃO (2021).....	16
FIGURA 02 – PARTICIPAÇÃO DAS ATIVIDADES ECONÔMICAS NO CONSUMO DE ENERGIA (2021).....	17
FIGURA 03 – EXEMPLO DE MMGD	18
FIGURA 04 – EXPANSÃO DA ENERGIA FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA NO BRASIL ATÉ 09/2021 (MW).....	19
FIGURA 05 – ENERGIA FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA POR CLASSE DE CONSUMO (MW).....	19
FIGURA 06 – PROJEÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA DE MMGD (GW)	21
FIGURA 07 – DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE MICRORREDE GENÉRICA	26
FIGURA 08 – TIPOS DE CARGAS EM MICRORREDES	29
FIGURA 09 – BENEFÍCIOS DAS MICRORREDES	30
FIGURA 10 – COMPARAÇÃO ENTRE OS ESQUEMAS DE CONTROLE CENTRALIZADO E DESCENTRALIZADO PARA MGCC/EMS	32
FIGURA 11 – MÉTODOS META-HEURÍSTICOS UTILIZADOS NA OTIMIZAÇÃO DE MICRORREDES	36
FIGURA 12 – OPERAÇÃO DO NSGA-II	38
FIGURA 13 – REDE DE TREZE BARRAS DO IEEE ADAPTADA.....	62
FIGURA 14 – DETALHE MICRORREDE	64
FIGURA 15 – FLUXOGRAMA DA IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL.....	68
FIGURA 16 – DOD X DEGRADAÇÃO/CICLO	74
FIGURA 17 – FLUXO DE POTÊNCIA NA LINHA ENTRE AS BARRAS 670 E 671 .	80
FIGURA 18 – FLUXO DE POTÊNCIA NA LINHA ENTRE AS BARRAS 671 E 692 .	81
FIGURA 19 – FLUXO DE POTÊNCIA NA LINHA ENTRE AS BARRAS 692 E 675 .	81
FIGURA 20 – FLUXO DE POTÊNCIA NA LINHA ENTRE AS BARRAS 692 E 675 .	82
FIGURA 21 – TENSÃO NAS BARRAS 670 E 671	83
FIGURA 22 – TENSÃO NAS BARRAS 692 E 675	84
FIGURA 23 – TENSÃO NAS BARRAS 692 E 675	85
FIGURA 24 – FLUXO DE POTÊNCIA NA LINHA ENTRE AS BARRAS 670 E 671 .	86
FIGURA 25 – FLUXO DE POTÊNCIA NA LINHA ENTRE AS BARRAS 671 E 692 .	86

FIGURA 26 – FLUXO DE POTÊNCIA NA LINHA ENTRE AS BARRAS 692 E 675	.87
FIGURA 27 – TENSÃO NA BARRA 670	88
FIGURA 28 – TENSÃO NA BARRA 671	88
FIGURA 29 – TENSÃO NA BARRA 692	89
FIGURA 30 – TENSÃO NA BARRA 675	89
FIGURA 31 – POTÊNCIA DE CARGA/DESCARGA DO BANCO DE BATERIAS90
FIGURA 32 – ESTADO DE CARGA (SOC) DO BANCO DE BATERIAS91
FIGURA 33 – TENSÃO NOS TERMINAIS DO BANCO DE BATERIAS92
FIGURA 34 – CURVAS I-V 103
FIGURA 35 – DADOS TÉCNICOS 103
FIGURA 36 – CURVA DE EFICIÊNCIA 104
FIGURA 37 – DADOS TÉCNICOS 105

LISTA DE QUADROS

QUADRO 01 – COMBINAÇÕES VALIDADAS DE PALAVRAS-CHAVE	45
QUADRO 02 – RESUMO COMPARATIVO DOS ARTIGOS OBTIDOS NO LEVANTAMENTO BIBLIOGRÁFICO	56

LISTA DE TABELAS

TABELA 01 – COMBINAÇÕES DE PALAVRAS-CHAVES E NÚMERO DE ENTRADAS OBTIDAS PELO <i>PUBLISH OR PERISH</i>	45
TABELA 02 – CARACTERÍSTICAS DA BASE FINAL DE ARTIGOS	47
TABELA 03 – CARACTERÍSTICAS DOS PERIÓDICOS INTEGRANTES DA BASE FINAL DE ARTIGOS	47
TABELA 04 – REDISTRIBUIÇÃO DE CARGAS NA MICRORREDE.....	63
TABELA 05 – VALORES DAS TARIFAS APLICADAS AO GRUPO B – B1 – RESIDENCIAL	64
TABELA 06 – VALORES DAS RESTRIÇÕES	70
TABELA 07 – VARIÁVEIS DE NORMALIZAÇÃO	71
TABELA 08 – CONFIGURAÇÕES DAS OPÇÕES DE OTIMIZAÇÃO	72
TABELA 09 – VALORES DAS VARIÁVEIS FIXAS DE OTIMIZAÇÃO	73
TABELA 10 – LIMITES PARA OS DESEQUILÍBRIOS DE TENSÃO	78
TABELA 11 – PONTOS DE CONEXÃO EM TENSÃO NOMINAL SUPERIOR A 1 KV E INFERIOR A 69 KV.....	78
TABELA 12 – VALORES DE CUSTO E DE DEGRADAÇÃO DA BATERIA POR CENÁRIO.....	92
TABELA 13 – ESPECIFICAÇÕES DAS LINHAS AÉREAS	106
TABELA 14 – ESPECIFICAÇÕES DAS LINHAS SUBTERRÂNEAS.....	106
TABELA 15 – DADOS DOS SEGMENTOS DE LINHA.....	106
TABELA 16 – DADOS DOS TRANSFORMADORES	106
TABELA 17 – DADOS DOS CAPACITORES.....	106
TABELA 18 – DADOS DOS REGULADORES.....	107
TABELA 19 – DADOS DAS CARGAS	107
TABELA 20 – CURVA DE CARGA DIÁRIA	110
TABELA 21 – CURVA DE CARGA DIÁRIA	111

LISTA DE SIGLAS

ANEEL	–	Agência Nacional de Energia Elétrica
CAPES	–	Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior
COPEL	–	Companhia Paranaense de Energia Elétrica
EMS	–	<i>Energy Management System</i> (Sistema de Gerenciamento de Energia)
ESS	–	<i>Energy Storage System</i> (Sistema de Armazenamento de Energia)
IEEE	-	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i> (Instituto de Engenheiros Elétricos e Eletrônicos)
MGCC	–	<i>Microgrid Central Controller</i> (Controlador Central de Microrrede)
MGSC	–	<i>Microgrid Supervisory Controller</i> (Controlador Supervisório de Microrrede)
MMGD	–	Micro e Mini Geração Distribuída
MOEA	–	Algoritmo Evolucionário Multiobjetivo
NSGA-II	–	<i>Non-dominated Sorting Genetic Algorithm II</i>
PCC	–	Ponto de Acoplamento Comum
PRODIST	–	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
SCEE	–	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SOC	–	<i>State of Charge</i> (Estado de Carga)

LISTA DE SÍMBOLOS

C_{ESS}	–	Capacidade de armazenamento da bateria, em kWh
c_{charge}	–	Custo de carga da bateria em R\$/kWh
$c_{discharge}$	–	Custo de descarga da bateria em R\$/kWh
$c_{purchase}$	–	Custo de compra da energia da rede em R\$/kWh
c_{pv}	–	Custo de operação e manutenção dos módulos fotovoltaicos em R\$/kWh
c_{sell}	–	Custo de venda da energia para a rede em R\$/kWh
$D_{Ciclagem}$	–	Degradação da bateria devido a ciclagem
$D_{ciclagem}(25^{\circ}C)$	–	Degradação por ciclagem em 25°C
DoD_i	–	Valor correspondente de degradação obtido por meio da curva de ciclos por profundidade de descarga
$D(SOC_{inicial})$	–	Degradação de uma descarga até a profundidade de descarga inicial
$D(SOC_{final})$	–	Degradação de uma descarga até a profundidade de descarga final
D_{TOTAL}	–	Degradação total da bateria
$D_{Vida\ de\ prateleira}$	–	Degradação da bateria devido a vida de prateleira
Δt	–	Intervalo de tempo, em h
$P_{battery}^t$	–	Potência ativa de carga/descarga da bateria no instante t, em kW
$P_{charge}^{i,t}$	–	Potência ativa de carga da bateria, para o elemento i no instante t, em kW
$P_{chargemax}$	–	Potência ativa máxima de carga da bateria, em kW
$P_{discharge}^{i,t}$	–	Potência ativa de descarga da bateria, para o elemento i no instante t, em kW
$P_{dischargemax}$	–	Potência ativa máxima de descarga da bateria, em kW
P_{load}^t	–	Potência ativa de carga, no instante t, em kW
$P_{purchase}^{i,t}$	–	Potência ativa comprada da rede, para o elemento i no instante t, em kW

- $P_{pv}^{i,t}$ – Potência ativa de geração fotovoltaica, para o elemento i no instante t , em kW
- $P_{sell}^{i,t}$ – Potência ativa vendida para a rede, para o elemento i no instante t , em kW
- T – Temperatura da bateria em graus Celsius.
- t_f – Tempo de vida total ("*calendar life*") informado pelo fabricante, em dias
- t_t – Tempo transcorrido desde a fabricação da bateria, em dias

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	16
1.2 OBJETIVOS.....	22
1.3 JUSTIFICATIVA.....	23
1.4 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	24
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	25
2.1 MICRORREDES	25
2.1.1 Controle de microrredes.....	31
2.2 MÉTODOS META-HEURÍSTICOS	35
2.2.1 NSGA-II.....	37
2.2.2 Demais métodos	40
2.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO.....	42
3 REVISÃO DA LITERATURA	44
3.1 PROCESSO DE LEVANTAMENTO BIBLIOGRÁFICO.....	44
3.2 ANÁLISE DO BANCO DE DADOS	48
3.2.1 Objetivos da otimização multiobjetivo	48
3.2.2 Sistemas de armazenamento de energia.....	50
3.2.3 Topologia e composição da rede	52
3.2.4 Formulação do problema e métodos utilizados para resolução do problema de otimização multiobjetivo	55
3.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	55
4. MATERIAIS E MÉTODOS.....	57
4.1 DESCRIÇÃO DO PROBLEMA	57
4.2 ELABORAÇÃO DA FUNÇÃO OBJETIVO	58
4.2.1 Minimização dos Custos	58
4.2.2 Maximização da Vida Útil da Bateria.....	59
4.2.3 Restrições	61
4.3 REDE ANALISADA.....	61
4.3.1 Determinação dos Custos	64
4.4 FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS UTILIZADAS.....	65
4.4.1 <i>Open Distribution System SimulatorTM (OpenDSS)</i>	66
4.4.2 MATLAB®	66

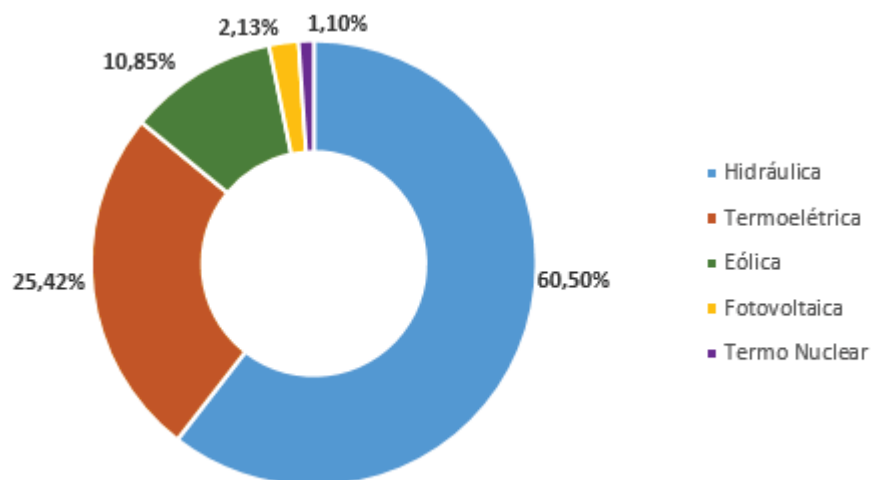
4.5	IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL.....	67
4.5.1	Simulação da Operação da Microrrede Pré-Otimização	69
4.5.2	Otimização da Operação da Microrrede.....	70
4.5.3	Operação da Microrrede Pós-Otimização	75
4.6	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	76
5	ANÁLISE DOS RESULTADOS E DISCUSSÃO	77
5.1	OPERAÇÃO DA MICRORREDE PRÉ-OTIMIZAÇÃO	78
5.1.1	Fluxo de Potência.....	79
5.1.2	Tensão nas Barras	83
5.2	OPERAÇÃO DA MICRORREDE PÓS-OTIMIZAÇÃO	85
5.2.1	Fluxo de Potência.....	86
5.2.2	Tensão nas Barras	87
5.2.3	Potência de Carga/Descarga do Banco de Baterias	90
5.2.4	Estado de Carga (SOC) do Banco de Baterias	90
5.2.5	Tensão nos Terminais do Banco de Baterias.....	91
5.3	VALORES DE CUSTO E DE DEGRADAÇÃO.....	92
5.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	93
6	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	94
	REFERÊNCIAS.....	96
	ANEXO A – FICHA DE DADOS DO MÓDULO FOTOVOLTAICO	103
	ANEXO B – FICHA DE DADOS DO INVERSOR	104
	ANEXO C – ESPECIFICAÇÕES DOS ELEMENTOS DA REDE ADAPTADA DE TREZE BARRAS DO IEEE	106
	ANEXO D – CURVA DE CARGA DIÁRIA DAS CARGAS.....	110
	ANEXO E – CURVA DE CARGA DIÁRIA DA BATERIA	111

1. INTRODUÇÃO

A matriz energética brasileira é vasta e no referente a geração possui-se uma diversificação composta por energias limpas como a hídrica, solar e eólica. Além disso, existe um potencial de geração a ser explorado de forma a atender a demanda interna crescente por energia elétrica.

Em 2021 a capacidade instalada em operação no Brasil é de 179.223,1 MW, sendo a maior parte constituída de usinas hidráulicas (inclui PCHs e CGHs) com 60,50%, seguida das usinas termoelétricas com 25,42%, da eólica com 10,85% e da fotovoltaica com 2,13%, conforme Figura 01. Se todas as fontes consideradas renováveis forem reunidas, elas correspondem a 82,69% de toda a capacidade instalada brasileira (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021).

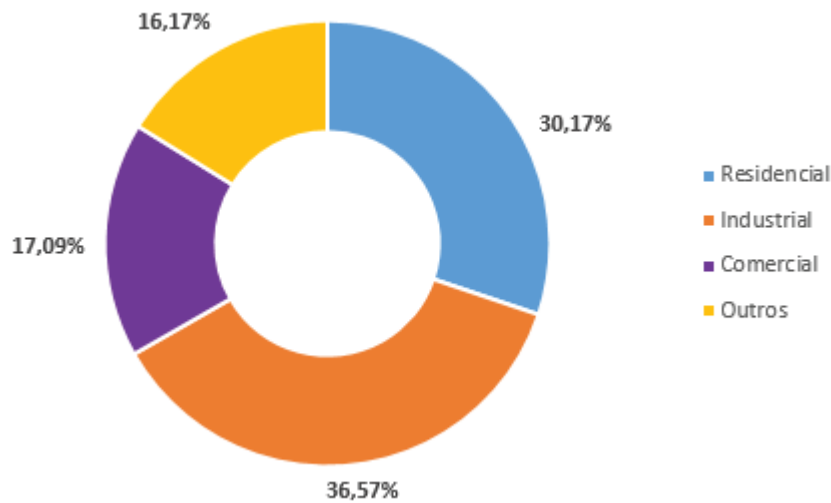
FIGURA 01 – CAPACIDADE INSTALADA EM OPERAÇÃO (2021)



FONTE: Adaptado de AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2021).

No ano de 2021, até o mês de agosto, o consumo de energia no Brasil atingiu 371,29 TWh, com o setor industrial contribuindo com 36,57% seguido pelo residencial com 30,17% e o comercial com 17,09%, conforme Figura 02 (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2021).

FIGURA 02 – PARTICIPAÇÃO DAS ATIVIDADES ECONÔMICAS NO CONSUMO DE ENERGIA (2021)



FONTE: Adaptado de EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2021).

NOTA:

1. Outros: corresponde as atividades rurais, serviços públicos, órgãos públicos, iluminação pública.

1.1 CONTEXTO

Nos últimos anos a busca por formas de geração de energia menos poluentes aumentou no Brasil, devido principalmente a popularização de novas tecnologias, como os módulos fotovoltaicos, a disponibilidade e variedade de recursos naturais para geração, os valores elevados das tarifas de energia e o modelo de compensação de créditos. Além disso, a estiagem prolongada prejudicou a geração de energia nas usinas hidrelétricas e os preços dos combustíveis fósseis dispararam impulsionando ainda mais a demanda por fontes de energia como solar, biomassa e eólica.

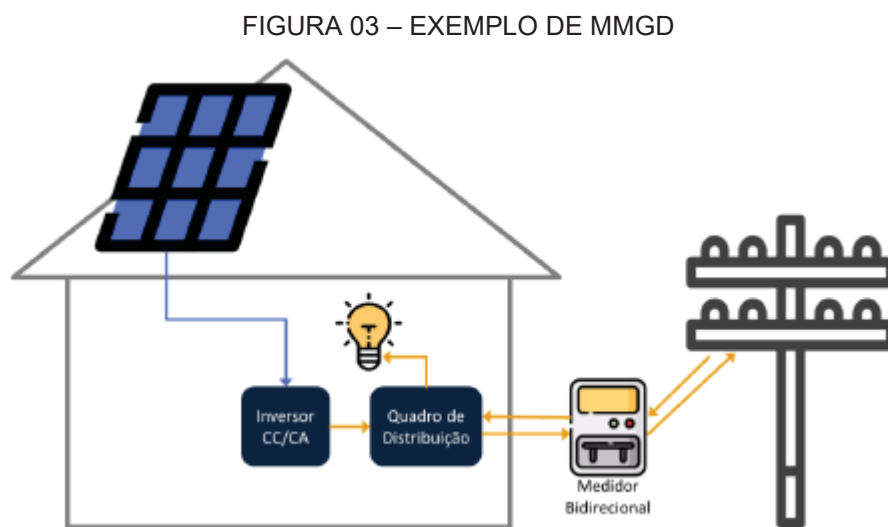
Uma maneira de aproveitar a geração proveniente dessas fontes de energia elétrica é pela a micro e mini geração distribuída (MMGD), especialmente aos pequenos consumidores como os residenciais.

Segundo a legislação brasileira para uma instalação com geração própria ser enquadrada como MMGD ela precisa atender aos seguintes requisitos (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020):

- Ser normatizada pela Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL);

- Possuir capacidade instalada de até 5 MW;
- Ter geração proveniente de fontes renováveis ou cogeração qualificada (cogeradores que atendem aos requisitos definidos na Resolução Normativa nº 235, de 14 de novembro de 2006 da ANEEL);
- Ser conectada à rede de distribuição;
- Participar do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE).

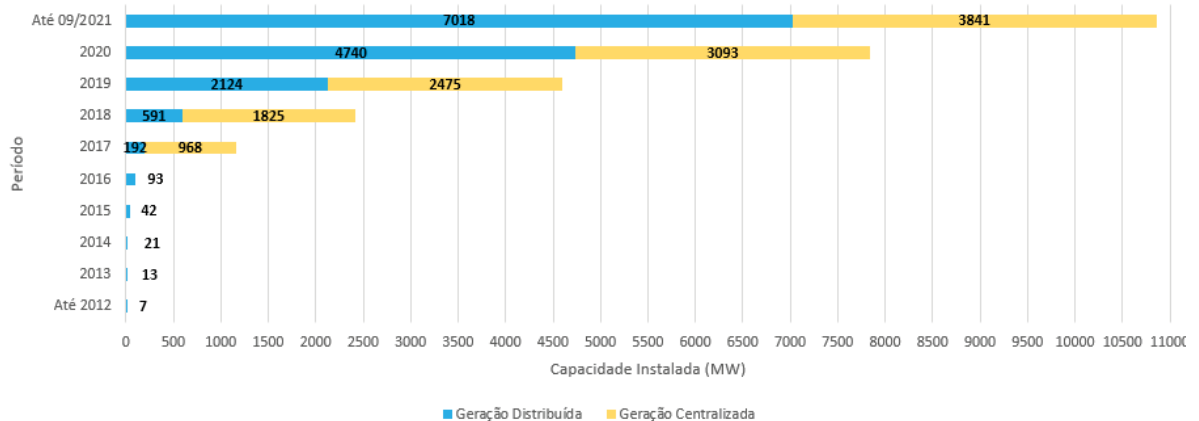
Na Figura 03 tem-se o exemplo de um modelo simples de MMGD residencial composto por módulo fotovoltaico, inversor CC/CA e medidor bidirecional.



FONTE: EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2020).

O modelo da Figura 03 está sendo muito utilizado pelo Brasil, especialmente entre os consumidores residenciais. Segundo dados da ANEEL organizados pela Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR), a capacidade instalada proveniente da geração fotovoltaica distribuída alcançou 7018 MW em setembro de 2021, conforme pode-se visualizar na Figura 04.

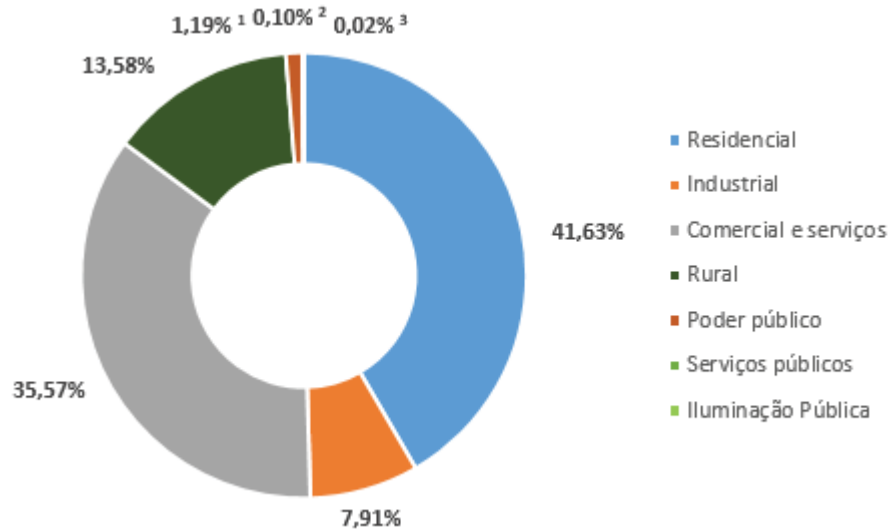
FIGURA 04 – EXPANSÃO DA ENERGIA FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA NO BRASIL ATÉ 09/2021 (MW)



FONTE: Adaptado de ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA (2021).

A distribuição desta potência por classe de consumo está representada na Figura 05, na qual verifica-se que o consumidor residencial é responsável por 41,63%, enquanto que o comercial e serviços é responsável por 35,57% e em terceiro lugar o rural com 13,58%.

FIGURA 05 – ENERGIA FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA POR CLASSE DE CONSUMO (MW)



FONTE: Adaptado de ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA (2021).

NOTAS:

1. Valor correspondente ao consumo do poder público.
2. Valor correspondente ao consumo dos serviços públicos.
3. Valor correspondente ao consumo pela iluminação pública.

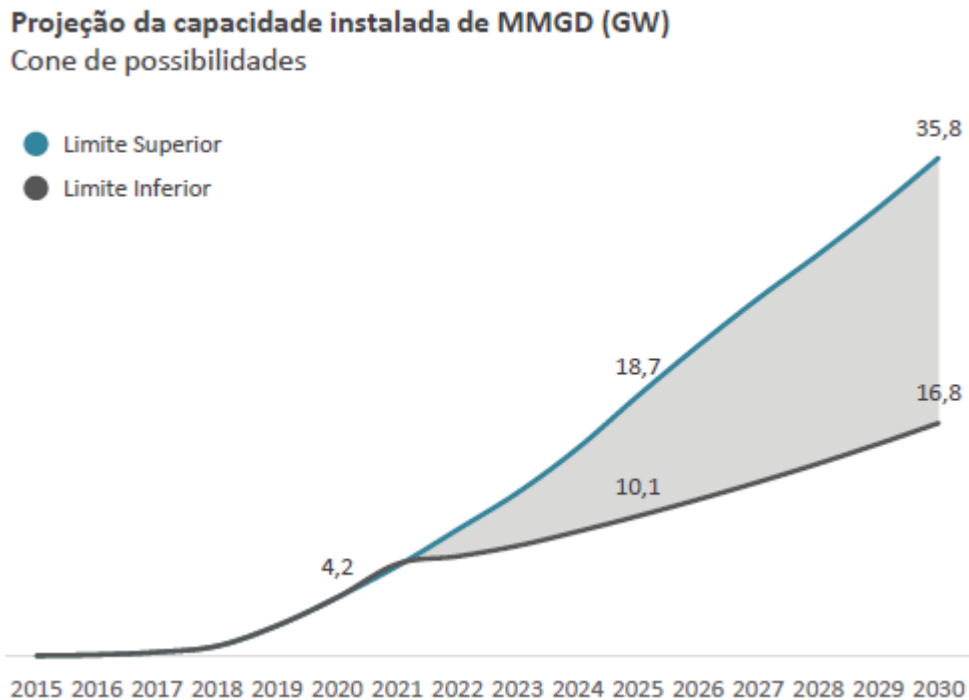
A expansão da geração solar distribuída pode ser explicada pela disponibilidade de materiais, existência de empresas especializadas neste tipo de

instalação e facilidade de atendimento aos critérios para geração, visto que o Brasil possui incidência de raios solares em todo o seu território.

Estima-se a continuidade da expansão da MMGD nos próximos anos, contudo, a magnitude do crescimento dependerá do sistema tarifário a ser adotado pelo Governo Federal. Atualmente o consumidor que adere a MMGD não necessita arcar com todas as componentes tarifárias ao gerar a sua própria energia (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020), resultando na supracitada expansão e na redução dos custos. Entretanto as distribuidoras continuam com os mesmos custos de manutenção da rede, pois o gerador de MMGD ainda possui acesso ao sistema, mesmo que não arque com estes custos. Por consequência, os custos fixos de manutenção da rede são distribuídos aos outros consumidores, aumentando a tarifa. Neste panorama o sistema existente de distribuição de energia elétrica tem sua sustentabilidade em risco, devido a isto estudos de novas alternativas para regulamentação estão sendo realizados pelos órgãos competentes.

Considerando este contexto, a (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020) simulou cenários de expansão da MMGD até 2030. Na Figura 06 pode-se visualizar a projeção de capacidade instalada em GW para dois limites: superior e inferior. O limite superior se refere a expansão na capacidade instalada caso se mantenha a estrutura existente de cobrança enquanto que o limite inferior representa o cenário no qual existem alterações na regulação a partir de 2022, como a compensação apenas da parcela da tarifa de energia com a energia injetada na rede, além da implementação da tarifa binômica com cobrança da tarifa de uso do sistema de transmissão e de distribuição de forma não volumétrica (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020).

FIGURA 06 – PROJEÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA DE MMGD (GW)



Fonte: EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2020).

A Figura 06 mostra a importância do regime de tarifação na tomada de decisão quando da implementação ou não de MMGD, visto que a capacidade instalada em GW no limite superior corresponde a mais que o dobro da previsão em GW para o limite inferior.

Ademais, a tarifação também influencia na utilização ou não de sistemas de armazenamento de energia na microgeração. No momento atual, os dispositivos de armazenamento de energia estão concentrados nos sistemas remotos, pois a regulação faz com que a rede elétrica se comporte como uma bateria para a unidade geradora (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020). Outro aspecto a ser considerado é o do custo de implementação, o qual é elevado dependendo a aplicação. Apesar da inexistência de regulação nacional específica sobre o uso de baterias com injeção na rede, o consumidor é livre para adotar este tipo de tecnologia na sua instalação (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020).

Caso a estrutura tarifária mude, por exemplo, para uma tarifa binômia, a adoção de banco de baterias se torna atraente já que podem ser empregadas para deslocar a energia para consumo no tempo. Em uma tarifa binômia a valor da energia consumida da rede muda conforme o período do dia, denominado de ponta e fora de ponta. O horário de ponta costuma ser entre 18 h e 21h, enquanto o resto do dia é

denominado fora de ponta. No horário de ponta devido a demanda por energia elétrica proveniente das unidades consumidoras em geral, as tarifas são mais elevadas em relação ao horário fora de ponta.

Na situação de uma MMGD com geração fotovoltaica, a qual possui pico de geração entre 10hs e 16hs, a bateria carrega neste intervalo e depois descarrega durante o horário de ponta para o uso da própria unidade, reduzindo o valor gasto com energia utilizada da rede no período de ponta. Outra aplicação interessante é o emprego do banco de baterias para comercialização de energia: venda da energia armazenada durante o dia. Uma terceira finalidade do banco de baterias seria, juntamente com o gerador distribuído, substituir o uso de outros tipos de geradores com custo mais caro no horário de ponta.

A análise da MMGD é importante para entender o contexto das microrredes no sistema elétrico brasileiro uma vez que esta é uma rede que pode operar reunindo um conjunto de MMGDs. Projetos de microrredes comerciais estão iniciando, por exemplo, a Companhia Paranaense de Energia Elétrica (COPEL) colocou em setembro de 2021 uma microrrede com potência instalada de 75 kW e baseada em biogás para operar. Instalada em uma propriedade rural, a microrrede fornecerá energia para a rede da concessionária em eventuais falhas no sistema de distribuição (COMPANHIA PARANANENSE DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021).

1.2 OBJETIVOS

O objetivo geral consiste em desenvolver uma metodologia de otimização de uma microrrede visando a minimização do custo operacional e a maximização da vida útil das baterias usando NSGA-II.

Os objetivos específicos estão relacionados a seguir:

- Analisar o estado-da-arte acerca da otimização de microrredes;
- Desenvolver modelo de otimização de uma microrrede utilizando NSGA-II;
- Testar o modelo de otimização em uma microrrede existente e em modelos da literatura;
- Validar o modelo através da comparação com os modelos da literatura;

- Analisar os resultados obtidos.

1.3 JUSTIFICATIVA

A popularização e a disseminação das fontes renováveis de energia criaram um mercado abrangente, que cresce a cada ano. Esta expansão surgiu devido à queda nos valores dos equipamentos utilizados e no modelo existente de compensação de energia elétrica. Dentro deste contexto as microrredes podem se tornar uma alternativa viável para o aproveitamento de fontes de energia renováveis.

Contudo, a possibilidade de mudança na estrutura tarifária de energia para os consumidores de baixa tensão que possuem mini e micro geração resulta na necessidade de controle e operação mais detalhados da microrrede, de forma a garantir a sua viabilidade econômica.

O planejamento da operação de uma microrrede é desenvolvido a partir de informações como: objetivos a serem alcançados, características intrínsecas da rede, indicadores externos. Todas as informações devem ser analisadas de forma a encontrar os pontos ótimos de operação do sistema, sendo estes obtidos por processos de otimização.

Existe uma grande variedade de métodos de otimização, sendo necessário o estabelecimento de critérios específicos e particulares para cada caso a ser analisado. Devido à natureza do problema de otimização da operação requerer o atendimento a diversos requisitos simultaneamente, a otimização multiobjetivo surge como alternativa para resolução, pois é capaz de calcular os pontos ótimos do sistema.

Considerando os algoritmos de otimização existentes, o NSGA-II possui características na sua execução que possibilitam a sua utilização para resolver problemas multiobjetivo em microrredes: eficiência, baixa demanda computacional para sua implementação e execução, facilidade de implementação e existência de programas computacionais nos quais existem pacotes padronizados para utilização do NSGA-II (por exemplo, *MATLAB*[®]).

Diante do exposto, um modelo de otimização multiobjetivo empregando NSGA-II é proposto com o intuito de otimizar a operação de uma microrrede baseada em geração fotovoltaica e uso de banco de baterias. O modelo supracitado surge como uma alternativa para auxiliar no planejamento da operação de microrredes, nas

quais existe a preocupação econômica (diminuição de custos) conjuntamente com a preocupação técnica (aumento da vida útil das baterias).

1.4 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

O presente documento está organizado da seguinte maneira: no capítulo 02 são discutidos os aspectos técnicos relativos a microrredes e métodos de otimização multiobjetivo, enquanto que no capítulo 03 são expostos os procedimentos e os resultados obtidos durante o processo de revisão de literatura. Por sua vez, o capítulo 04 apresenta os recursos utilizados e a abordagem adotada para implementação da otimização multiobjetivo de microrrede utilizando NSGA-II. Os resultados obtidos são apresentados e discutidos no capítulo 05 e o capítulo 06 expõe as considerações finais e as sugestões para pesquisas e trabalhos futuros. Por fim, têm-se os dados utilizados na metodologia nos Anexos.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

O presente capítulo apresenta os aspectos técnicos necessários para compreender os dois principais elementos deste trabalho: microrredes e métodos de otimização multiobjetivo.

A primeira parte é constituída de informações sobre as microrredes: definições, seus elementos e as formas de controle existentes. Na segunda parte são apresentados conceitos básicos sobre métodos de otimização multiobjetivo, especialmente sobre os algoritmos evolucionários multiobjetivos. Dentre os algoritmos, ressalta-se o NSGA-II, o qual é detalhado no decorrer da seção. Ao final do capítulo são realizadas as considerações finais.

2.1 MICRORREDES

Uma microrrede é um sistema de distribuição elétrica composto por cargas e fontes de energia distribuídas (por exemplo: geradores distribuídos, dispositivos de armazenamento de energia e cargas controláveis), as quais podem ser operadas de maneira controlada e coordenada, tanto isolada ou conectada à rede principal (MARNAY et al., 2015).

A conexão entre a microrrede e a rede principal é realizada através do ponto de acoplamento comum (PCC, do inglês). Quando existe uma falta numa determinada região da microrrede, os dispositivos de proteção e de seccionamento desconectam esta região do restante da rede, impedindo a propagação da falta. O gerenciamento de uma microrrede é realizado através de camadas, sendo que a camada superior é responsável pelo agendamento das ações da microrrede (modo interconectado e modo isolado) considerando variáveis econômicas e de segurança. A camada de controle superior determina as interações da microrrede junto a rede principal, em quais momentos e modos a microrrede opera e a operação ótima dos recursos locais. Sistemas de comunicação, de controle e de automação são costumeiramente implementados com o objetivo de executar as ações determinadas pela camada de

controle superior e assegurar uma interação efetiva e confiável entre os componentes da microrrede (PARHIZI et al., 2015).

Uma microrrede tem como objetivos:

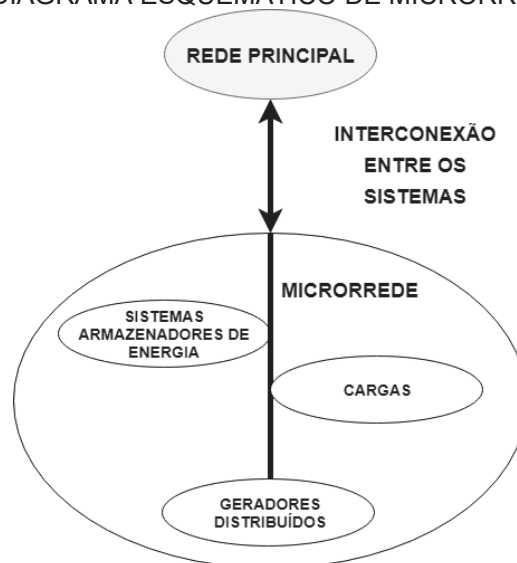
1. Oferecer qualidade e/ou confiabilidade de energia diversa do padrão local de serviço. Essa ação é interessante nas situações nas quais se deve alimentar cargas sensíveis em emergências ou nas quais é necessário o oferecimento de um serviço heterogêneo para cargas específicas no interior da microrrede;

2. Utilizar fontes de geração de energia locais que não seriam solicitadas ou seriam difíceis de operar pela rede principal;

3. Apresentar um perfil controlável para a rede principal (MARNAY et al., 2015).

A Figura 07 apresenta o diagrama esquemático de uma microrrede genérica, com todos os seus elementos e a sua interconexão com a rede principal.

FIGURA 07 – DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE MICRORREDE GENÉRICA



FONTE: Adaptado de UNO et al. (2006).

Os geradores distribuídos em uma microrrede podem ser dos mais variados tipos e com diversas capacidades de geração. Uma parte destes pode ser classificado como fontes de energia renováveis, a exemplo de geradores eólicos, painéis fotovoltaicos e geração a biomassa. Enquanto que outra parte é constituída de geradores convencionais como geradores diesel e a gás natural (MARNAY et al., 2015).

Um sistema de armazenamento de energia baseia-se na conversão de energia elétrica – proveniente de uma fonte de energia ou rede – através de um módulo de conversão de energia em outra forma de energia, sendo esta armazenada em dispositivos específicos. Como exemplo de outras formas de energia citam-se: eletroquímica, térmica, química, mecânica, dentre outras. Também é possível o armazenamento de energia elétrica diretamente em dispositivos elétricos. A energia é armazenada por um determinado período, até ser novamente convertida em energia elétrica quando necessário. Como todo processo de conversão de energia, existe perdas decorrentes das eficiências inerentes aos processos de conversão e durante o período de armazenagem (RODRIGUES et al., 2014).

No amplo conjunto dos sistemas de armazenamento de energia, atualmente os dispositivos mais empregados em microrredes são as baterias eletroquímicas. Estas possuem características que as colocam em vantagem quando comparadas com outros sistemas, como *flywheels* e supercapacitores. Por exemplo, as baterias possuem resposta de aproximadamente 20 s e seu custo inicial é baixo, quando são consideradas as baterias com tecnologia mais antiga. Por fim, elas são utilizadas nas mais diversas aplicações e nas mais diversas redes de sistema de potência, possuindo modularidade, escalabilidade e portabilidade (RODRIGUES et al., 2014).

Por outro lado, os materiais químicos utilizados nas baterias são perigosos e poluentes, dificultando o seu descarte. Apesar de existirem processos de reciclagem de baterias, estes ainda são dispendiosos (RODRIGUES et al., 2014). Por consequência, as baterias possuem um passivo ambiental a ser considerado na tomada de decisão quanto ao seu uso.

Segundo Rodrigues et al. (2014) as tecnologias existentes mais relevantes são:

- Baterias chumbo-ácido e chumbo-ácido avançadas;
- Baterias níquel-cádmio;
- Baterias níquel-hidreto metálico;
- Bateria com íons de lítio;
- Baterias de sódio-enxofre;
- Baterias de níquel-sódio.

Algumas características específicas das baterias são importantes no contexto de operação de microrredes. A primeira delas é o estado de carga (do inglês *state of*

charge – SOC), o qual consiste na razão da energia restante pela capacidade nominal da bateria.

Uma das funções dos sistemas de armazenamento de energia é facilitar a integração das energias renováveis na microrrede. Devido a intermitências destas fontes de energia, os dispositivos armazenam energia durante os períodos de maior geração e despacham esta energia quando existe necessidade. É possível utilizar o armazenamento de energia para arbitragem: compra-se energia da rede principal quando as tarifas estão mais baratas e vende-se a energia armazenada nos momentos de tarifas mais caras. Além disso, estes dispositivos podem proporcionar serviços ancilares e melhoria na qualidade de energia (FOSSATI et al., 2015).

São diversos os benefícios proporcionados pelos sistemas de armazenamento de energia, especialmente técnicos e econômicos. Dentre os benefícios técnicos se destacam: a melhoria da confiabilidade do serviço fornecido pela rede; a sua utilização como fonte de energia em espera para subestações e linhas de distribuição; permitem o descongestionamento na transmissão de energia e oferecem um suporte rápido para o sistema nas situações onde ocorre o chamado *black start*, ou seja, o procedimento para restaurar o sistema após um desligamento parcial ou total da rede (RODRIGUES et al., 2014); (JOOS et al., 2015). Na área econômica se ressaltam a diminuição dos custos de eletricidade; a impedição de despesas por congestionamento da transmissão e a redução da necessidade de atualização da capacidade de transmissão e distribuição da rede (RODRIGUES et al., 2014).

As cargas existentes em uma microrrede podem ser classificadas em dois grupos: fixas (não-controláveis) ou flexíveis (controláveis). As cargas não-controláveis devem ser alimentadas sob condições normais de operação, enquanto que as cargas controláveis podem ser alvo de qualquer tipo de ações de resposta a demanda (PARHIZI et al., 2015). Ainda se dividem as cargas controláveis em três categorias:

1. Cargas passíveis de reparametrização: nas quais é possível a reconfiguração de seus parâmetros de temperatura;
2. Cargas passíveis de interrupção: podem ser interrompidas durante um curto período ou em algum ponto de seus ciclos de trabalho;
3. Cargas passíveis de deslocamento: podem ser utilizadas em outros períodos do dia, portanto, seus ciclos de trabalho podem ser antecipados ou postergados (SOARES et al., 2012).

É possível que determinadas cargas pertençam a mais de uma categoria. Alguns exemplos de cargas pertencentes a uma microrrede estão apresentados no fluxograma da Figura 08, divididos pelas categorias citadas anteriormente. (SOARES et al., 2012).

As cargas controláveis podem ajudar na resolução de problemas a nível da baixa tensão, além de contribuírem para a otimização do uso da eletricidade, reduzindo custos (OLIVAL et al., 2017).

FIGURA 08 – TIPOS DE CARGAS EM MICRORREDES



FONTE: Adaptado de SOARES et al. (2012).

As microrredes possuem diversos benefícios, podendo estes serem divididos em diretos e indiretos. Os diretos estão relacionados aos impactos técnicos e econômicos enquanto que os indiretos dizem respeito ao meio ambiente e a aspectos sociais (MARNAY et al., 2015).

Na área técnica, as microrredes melhoram a eficiência, a qualidade e a confiabilidade do sistema, reduzem as emissões de CO₂ e outros gases poluentes, aumento da resiliência do sistema (JOOS et al., 2015). Isto se deve ao consumo localizado da energia gerada e ao fato de geradores de energia renováveis serem amplamente empregados neste tipo de rede.

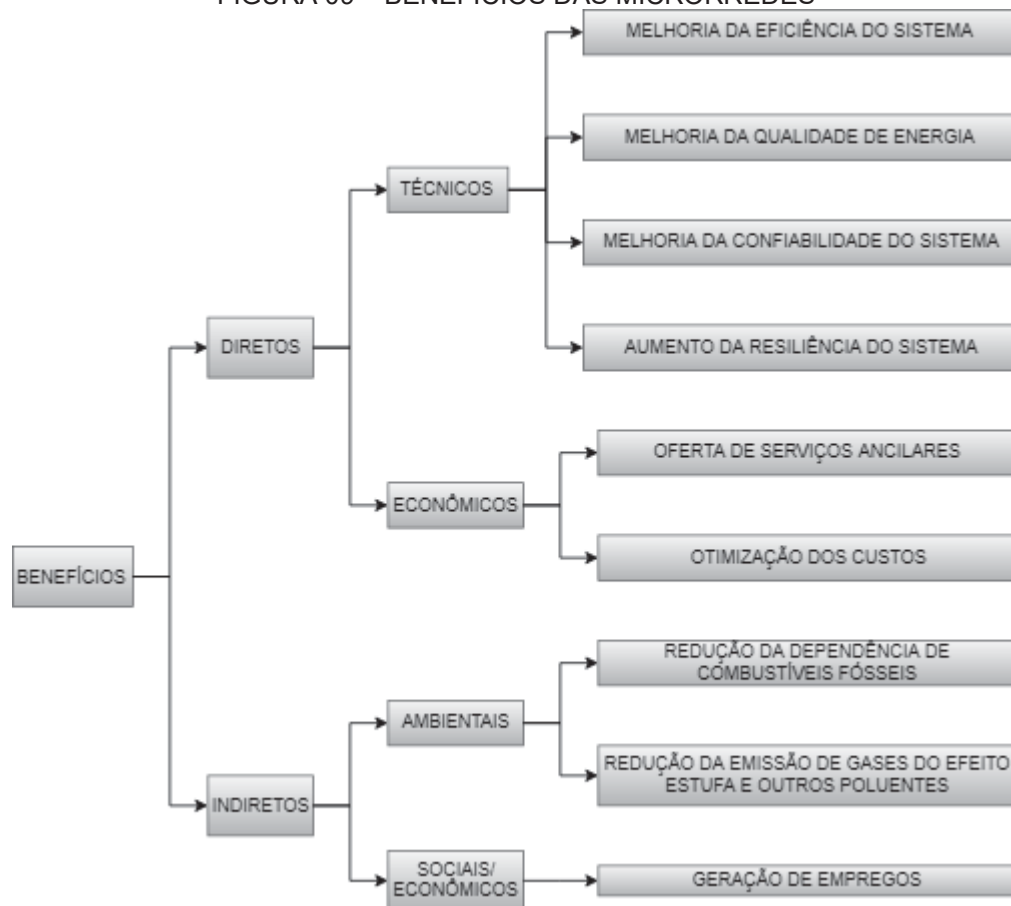
Além disso, as microrredes proporcionam benefícios econômicos. Elas permitem a otimização de custos no mercado de energia, reduzindo ou compensando subestações e barras de alimentação, ademais, oferecem serviços ancilares a rede.

Controle de potência reativa, controle de tensão, reserva de potência, *black start*, são exemplos de serviços ancilares disponibilizados pelas microrredes (JOOS et al., 2015).

Os benefícios indiretos são abrangentes. Na área ambiental existe a redução das emissões de gás poluentes através da inserção de fontes de geração de energia limpa na rede, a redução da dependência do uso de fontes de combustíveis fósseis e a criação de emprego (JOOS et al., 2015).

O esquema da Figura 09 expõe vantagens proporcionadas pelas microrredes.

FIGURA 09 – BENEFÍCIOS DAS MICRORREDES



FONTE: Adaptado de MARNAY et al. (2015).

2.1.1 Controle de microrredes

A característica de operação de uma microrrede, trabalhando isolada ou conectada à rede, resulta na importância do controle da mesma. Basicamente existem dois tipos de esquemas de controle diferentes: centralizado e descentralizado.

O controle centralizado é constituído de um sistema decisório que determina os pontos de operação dos geradores distribuídos. A tomada de decisão se baseia nos sinais medidos das unidades geradoras e nos objetivos e restrições da microrrede e da rede de distribuição. Após esta etapa, os sinais de controle são enviados aos controles locais dos geradores distribuídos, sendo esses realizados principalmente por meio de conversores baseados em eletrônica de potência (LI; NEJABATKHAH, 2014).

A principal vantagem do controle centralizado é o fato de que o controlador central recebe dados de todos os integrantes do sistema e a partir dessas informações é alcançada a otimização global por intermédio do sistema de gerenciamento de energia. Todavia, para que isto ocorra é necessária uma grande capacidade de processamento (LI; NEJABATKHAH, 2014). Esse esquema é baseado em procedimentos padrões e fácil implementação (PARHIZI et al., 2015). A confiabilidade do sistema pode ser um fator limitante, pois uma falha no sistema de comunicação pode resultar no desligamento do sistema de controle como um todo (LI; NEJABATKHAH, 2014).

Por sua vez, no controle descentralizado todos os controladores locais são interligados entre si através de um barramento de comunicação, sendo este utilizado para trocar dados entre os controladores dos geradores distribuídos. Cada controle local sabe o ponto de operação dos outros controladores e a informação é utilizada para determinar os pontos de operação dos geradores distribuídos de acordo com os diferentes objetivos de otimização (LI; NEJABATKHAH, 2014).

Em comparação com o esquema de controle centralizado, a estratégia de controle descentralizado facilita a extensão do sistema de controle conforme a ampliação das fontes de energia na microrrede. Além disso, os requisitos computacionais são reduzidos e a redundância e a modularidade são melhoradas. Neste tipo de controle a otimização pode ser simplificada, pois pode ser dividida em subproblemas e resolvida de forma localizada (PARHIZI et al., 2015). Como

Independentemente do tipo de esquema de controle adotado, é possível a utilização da estratégia de controle hierárquico. Em relação aos níveis de controle, apesar de existir na literatura uma certa divergência na nomenclatura, é possível classificá-los em três camadas: primária, secundária e terciária.

Na camada inferior tem-se o controle primário. Realiza o controle local de potência, tensão e corrente, usualmente seguindo os pontos configurados pelas camadas superiores e realizando ações de controle sobre as interfaces dos conversores de potência (MENG et al., 2016). Esta camada de controle pode ser utilizada para realizar o balanço de potência entre a geração distribuída e os sistemas de armazenamento de energia (PALIZBAN; KAUHANIEMI, 2015).

A camada seguinte é a relativa ao controle secundário, responsável pelo controle da qualidade de energia da microrrede, como restabelecimento de tensão e frequência, desbalanço de tensão e compensação de harmônicas. Além disso, é responsável pela sincronização e troca de potência entre a microrrede e a rede principal/outras microrredes (MENG et al., 2016). Além disso, o controle secundário deve assegurar a minimização dos desvios de tensão e frequência, acompanhando cada mudança nas cargas ou na geração da microrrede. Adicionalmente, esta camada de controle serve as redes principais por meio da correção de desvios de frequência para que estes fiquem dentro os limites aceitáveis (PALIZBAN; KAUHANIEMI, 2015).

Finalmente, o controle terciário, que é a camada superior, possui como função otimizar a operação da microrrede com base em objetivos, técnicos e econômicos. É a última camada de controle e a mais demorada. A ação de otimização é baseada em informações tanto da microrrede quanto da rede principal e executada a partir de algoritmos de tomada de decisão (MENG et al., 2016). As informações são referentes a dados climáticos, a valores do mercado de energia e a perfis de demanda das cargas (CITORES et al., 2015). Outra função desta camada de controle é o gerenciamento do fluxo de potência através da regulação da amplitude de tensão e frequência, quando a microrrede está conectada à rede. Na situação de ocorrência de uma falta, o controle terciário tentará absorver potência ativa da rede principal de maneira que, se a rede principal não está conectada, a frequência da microrrede começa a decrescer. Quando o valor de referência é atingido, a microrrede realiza a operação de ilhamento da rede principal por segurança e conseqüentemente o controle terciário é desligado (PALIZBAN; KAUHANIEMI, 2015).

Segundo Meng et al. (2016) os controles secundários e terciários são implementados no Sistema de Gerenciamento de Energia. A largura de banda de cada nível de controle é geralmente separada em ordem de magnitude, implicando no desacoplamento da dinâmica em diferentes níveis. Conforme se avança no nível de controle a velocidade da regulação se torna mais lenta, no controle terciário a execução das tomadas de decisão em tempo discreto pode levar de segundos a horas (MENG et al., 2016).

Na literatura especializada encontram-se diversos estudos relativos a otimização do controle e da operação de microrredes, possuindo os mais diversos objetivos para otimização (ZIA et al., 2018):

- Custo operacional e de manutenção dos sistemas de armazenamento de energia;
- Custo nivelado de energia das fontes renováveis;
- Custo operacional e de manutenção das fontes convencionais;
- Custo das transações de energia;
- Custo da degradação dos dispositivos de armazenamento de energia;
- Custo de não fornecimento e de interrupções na rede;
- Custo das perdas;
- Custo das emissões de gases do efeito estufa;
- Custo de penalidade por limitação de carga;
- *Unit commitment*, ou seja, o processo de definição do agendamento da operação unidades geradoras em intervalos de uma hora, com cargas variáveis e sob restrições (SARAVANAN et al., 2013);
- Despacho econômico;
- Incentivos de resposta a demanda.

Ressalta-se que em determinados cenários existem conflitos entre objetivos, além de se considerar restrições inerentes a microrrede na elaboração do processo de otimização. As restrições mais comuns encontradas na literatura são (ZIA et al., 2018):

- Da rede;
- Limites físicos dos geradores convencionais;
- Limites físicos dos sistemas armazenadores de energia;
- Limites de saída das fontes de energia renováveis;

- Confiabilidade;
- Suporte de potência reativa;
- Balanço de potência;
- Resposta da demanda.

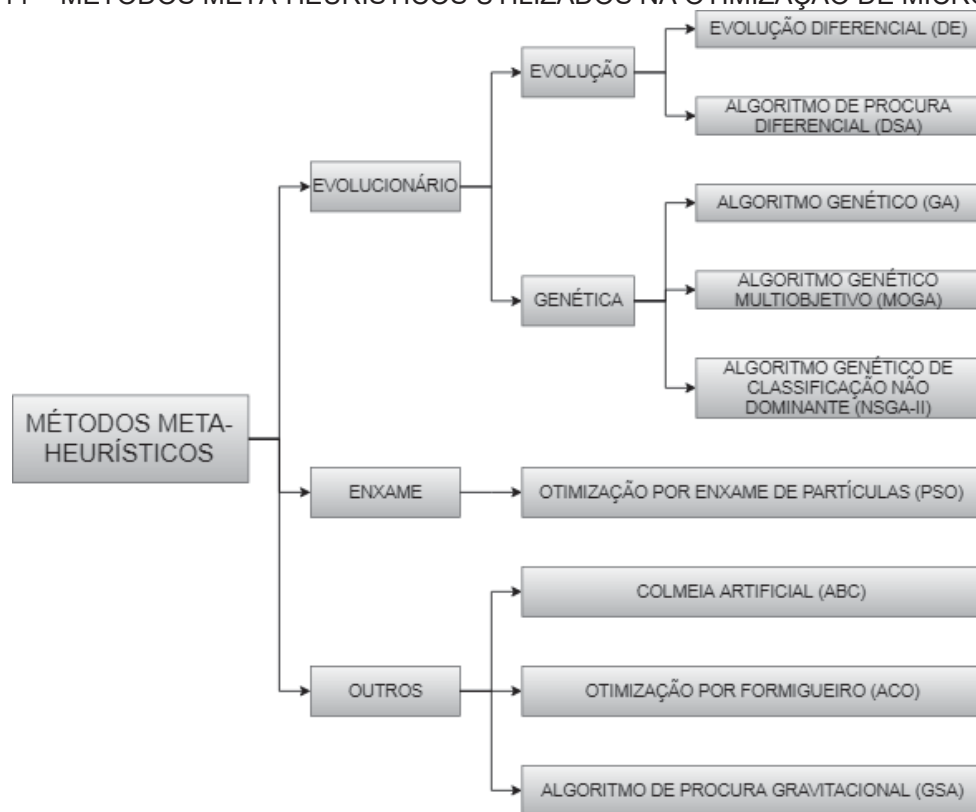
Nesta conjuntura de otimização, diversas técnicas são objetos de pesquisa, com o intuito de melhorar aspectos específicos das microrredes.

2.2 MÉTODOS META-HEURÍSTICOS

Quando o problema de otimização possui múltiplos objetivos, os métodos meta-heurísticos podem ser empregados para resolvê-lo, pois estes tipos de técnica não precisam de informação de gradiente. Além disso, são capazes de escapar de um ótimo local devido a sua estocasticidade inerente. Geralmente as técnicas meta-heurísticas são probabilísticas por natureza e controladas por parâmetros comuns, por exemplo: população, número de gerações, dentro outros. Do mesmo modo, determinados métodos requerem um apuramento de seus parâmetros específicos, porque estes últimos afetam diretamente no desempenho destas técnicas. A falta deste refinamento pode resultar no aumento do tempo computacional ou em um ótimo local (KHAN; SINGH, 2017).

Os métodos meta-heurísticos podem ser divididos nos seguintes grupos: evolucionários, de enxame e outros. Os primeiros são baseados nos processos evolutivos e genéticos encontrados na natureza. Os segundos se inspiram nos comportamentos de enxame observados na biologia. Os últimos utilizam como representação o comportamento de determinados animais ou processos físicos. Alguns métodos meta-heurísticos para otimização encontrados na literatura estão listados no diagrama da Figura 11.

FIGURA 11 – MÉTODOS META-HEURÍSTICOS UTILIZADOS NA OTIMIZAÇÃO DE MICRORREDES



FONTE: Adaptado de KHAN; SINGH (2017); KHAN et al. (2016) e ZIA et al. (2018).

Dentre os grupos de métodos apresentados na Figura 11, os algoritmos evolucionários multiobjetivos (MOEAs) utilizam paradigmas da evolução natural, como mutação, recombinação e seleção, para encontrar soluções ótimas ou próximas a ótima. Geralmente este tipo de algoritmo é projetado para gradualmente atingir soluções ótimas de Pareto que são devidamente distribuídas na frente de Pareto. A diferenciação entre os algoritmos evolucionários multiobjetivo é feita com base nos critérios utilizados para definir os operadores de seleção, enquanto que a escolha dos operadores de variação (mutação, recombinação) é genérica e dependente do problema a ser analisado (EMMERICH; DEUTZ, 2018).

Atualmente existem três classificações para o projeto de MOEAs: baseadas em Pareto, baseadas em indicadores e baseadas em decomposição. A primeira se refere aos algoritmos que utilizam um esquema de ranqueamento em dois níveis. A relação de dominância de Pareto conduz o primeiro ranking, enquanto que o segundo ranking tem como base a contribuição dos pontos para diversidade. Este ranking é aplicado aos pontos que dividem a mesma posição no primeiro ranking. O NSGA-II é um exemplo de MOEA baseado em Pareto (EMMERICH; DEUTZ, 2018).

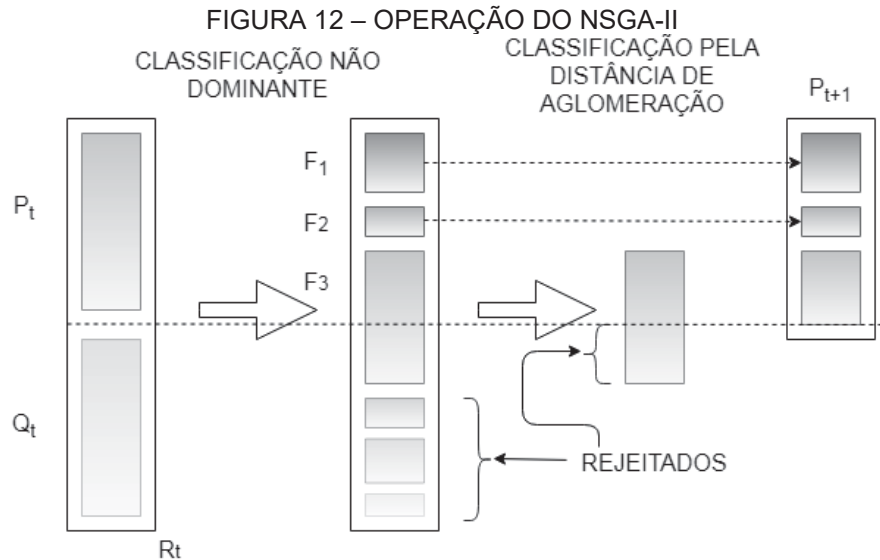
Os MOEAs baseados em indicadores medem o desempenho de um conjunto e são projetados de maneira que o procedimento de seleção ou o ranqueamento de indivíduos seja realizado através da melhoria do indicador. Por último os MOEAs baseados em decomposição dividem o problema em diversos subproblemas, os quais atingem diferentes partes da frente de Pareto. Para cada subproblema uma parametrização ou método diferente é empregado (EMMERICH; DEUTZ, 2018).

2.2.1 NSGA-II

No conjunto dos métodos meta-heurísticos existentes, o *Non-dominated Sorting Genetic Algorithm II* (NSGA-II), desenvolvido por Deb et al. (2002) surge como uma opção para resolução de problemas de otimização multiobjetivo. O NSGA-II é uma versão melhorada do NSGA, na qual se propôs a resolver problemas detectados na versão anterior, quais sejam, alta complexidade computacional na classificação não dominante, falta de elitismo e a necessidade de especificar o parâmetro de divisão σ_{share} (DEB et al, 2002).

O procedimento do algoritmo NSGA-II inicia com uma população combinada $R_t = P_t \cup Q_t$. O tamanho de R_t é $2N$, onde N é o tamanho da população. Então a população R_t é classificada de acordo com a não dominação. Como todos os membros anteriores e atuais estão inclusos em R_t , o elitismo é assegurado. Então as soluções pertencentes ao melhor conjunto não dominante F_1 são as melhores soluções na população combinada e devem ser mais enfatizadas que qualquer outra solução dentro da população combinada. Se o tamanho de F_1 for menor que N , escolhem-se todos os membros de F_1 para a nova população P_{t+1} . Os membros restantes a comporem P_{t+1} serão escolhidos dos conjuntos restantes, conforme a ordem de ranqueamento. Este procedimento se repete até não existirem mais conjuntos a serem acomodados. Geralmente o número de soluções em todos os conjuntos de F_1 até F_l são maiores que o tamanho da população. Para escolher a quantidade exata de população N , deve-se ordenar as soluções da última frente F_l usando o operador de distância de aglomeração $<_n$ em ordem descendente e escolher as melhores soluções necessárias para preencher as vagas de população. A nova

população P_{t+1} de tamanho N é então empregada para seleção, cruzamento e mutação visando a criação da nova população Q_{t+1} de tamanho N (DEB et al, 2002). A Figura 12 resume a operação do algoritmo NSGA-II.



FONTE: Adaptada de DEB et al. (2002).

Outra forma de demonstração do procedimento de operação do NSGA-II é por meio do seu pseudocódigo, apresentado a seguir (COELLO COELLO; LAMONT; VAN VELDHUIZEN, 2007):

- 1: **procedimento** NSGA-II(\mathcal{N}' , g , $f_k(x_k)$) \triangleright \mathcal{N}' membros evoluíram g gerações para resolver $f_k(\mathbf{x})$
- 2: Inicializar População \mathcal{P}'
- 3: Gerar população aleatória de tamanho \mathcal{N}'
- 4: Avaliar os valores objetivo
- 5: Atribuir classificação baseada na dominância de Pareto – *ordenar*
- 6: Gerar população criança
- 7: Rodada de seleção binária
- 8: Recombinação e mutação
- 9: **para** $i = 1$ até g **faça**
- 10: **para** cada pai e filho na população **faça**
- 11: Avaliar baseado na ordenação de Pareto
- 12: Gerar conjuntos de vetores não dominantes ao longo de PF_{known}
- 13: Fazer um laço adicionando soluções para a próxima geração iniciando pela primeira frente até \mathcal{N}' indivíduos encontrados e determinando a distância de aglomeração entre os pontos em cada frente p
- 14: **fim para**
- 15: Selecionar pontos (elitista) na última frente (com menor classificação) e estão fora de uma distância de aglomeração

16: Criar nova geração
 17: Rodada de seleção binária
 18: Recombinação e mutação
 19: **fim para**
 20: **fim procedimento**

Segundo Deb et al. (2002), as operações básicas e os piores casos de complexidade são:

- 1) Classificação não dominante é $O(M(2N)^2)$;
- 2) Tarefa de distância de aglomeração é $O(M(2N) \log(2N))$;
- 3) Classificação em \prec_n é $O(2N \log(2N))$.

onde M é o número de objetivos e N é o tamanho da população.

Os autores descrevem a complexidade global do algoritmo como $O(MN^2)$, o qual é influenciado pela parte de classificação não dominante. Se o algoritmo for executado corretamente, a população completa de tamanho $2N$ não precisará ser ordenada conforme a classificação de não dominação. Assim que a ação de ordenação encontrar elementos de frente suficiente para atingir o valor de N membros em P_{t+1} , o procedimento não tem motivos para continuar operando (DEB et al, 2002).

A diversidade entre as soluções não dominantes é adotada através do procedimento de comparação de aglomeração, o qual é utilizado na fase de seleção de indivíduos da população e na fase de redução da população (DEB et al, 2002).

Apesar de o NSGA-II se espalhar rapidamente e apropriadamente quando é encontrada uma determinada região não dominada, existem dificuldades para gerar vetores não dominantes que estão em determinadas (isoladas) regiões do espaço de busca (COELLO COELLO; PULIDO, 2001). Ademais, existem evidências de que o NSGA-II possui uma tendência de procura por soluções ótimas conforme o número de objetivos crescem (ZITZLER; LAUMANN; THIELE, 2014).

Outra característica interessante do NSGA-II é a sua aplicação em espaços de busca tanto contínuos quanto combinatórios (EMMERICH; DEUTZ, 2018).

O NSGA-II é usualmente utilizado em pesquisas para comparação com outros métodos evolucionários multiobjetivo, além disso, é também usado como base para o desenvolvimento de novos algoritmos (COELLO COELLO; LAMONT; VAN VELDHUIZEN, 2007).

2.2.2 Demais métodos

No conjunto dos métodos meta-heurísticos existem outras técnicas baseadas na genética desenvolvidas ao longo do tempo para resolução de problemas multiobjetivos. Algumas delas são brevemente descritas nesta seção.

A primeira delas é o Algoritmo Genético Multiobjetivo (do inglês, Multi-objective Genetic Algorithm – MOGA) proposto por Carlos M. Fonseca e Peter J. Fleming no qual o ranqueamento de um determinado indivíduo corresponde ao número de cromossomos na população atual no qual ele é dominado (COELLO COELLO; LAMONT; VAN VELDHUIZEN, 2007).

Todos os indivíduos MOGA não dominantes são ranqueados como 1, enquanto que os dominantes são penalizados de acordo com a densidade de população da região correspondente da superfície de troca (COELLO COELLO; LAMONT; VAN VELDHUIZEN, 2007).

Uma das principais críticas ao MOGA é a sua busca no espaço de valor objetivo, que implica em dois diferentes vetores com os mesmos valores de função objetivo não possam coexistir na população sob este esquema. À primeira vista parece indesejável, porque esses são o tipo de soluções que normalmente o usuário deseja. Além disso, o algoritmo é não elitista. Outra desvantagem é a dependência da sua performance na seleção apropriada do fator de distribuição. Por outro lado, a principal vantagem do MOGA é sua eficiência e facilidade de implementação (COELLO COELLO; LAMONT; VAN VELDHUIZEN, 2007).

Um exemplo da utilização do MOGA é na otimização do tamanho de diferentes componentes de uma microrrede em corrente contínua. Shadmand e Balog (2014) consideraram simultaneamente a maximização da disponibilidade de potência com a minimização dos custos para alcançar o tamanho ideal do sistema. No processo de otimização foi utilizada uma análise de incerteza devido ao comportamento estocástico dos dados de insolação e velocidade do vento. Para tal fim foram simulados dois cenários, um considerando e outro não considerando as incertezas dos recursos disponíveis. Ao final do artigo, os autores descrevem que a utilização do MOGA proporcionou uma fonte confiável de energia com baixo investimento.

O NPGA (*Niched-Pareto Genetic Algorithm*), criado por Jeffrey Horn e demais pesquisadores, tem como diferencial a seleção por rodada baseada na dominância de

Pareto. Durante a sua operação, dois indivíduos aleatoriamente escolhidos são comparados com um subconjunto da população total (geralmente 10% da população). Se um deles é dominante (pelos indivíduos aleatoriamente escolhidos entre a população) e o outro não, então o indivíduo não dominante vence. Quando ambos são dominantes ou não dominantes, o resultado da rodada é decidido por meio de um operador de diversidade (*fitness sharing*) (COELLO COELLO; LAMONT; VAN VELDHUIZEN, 2007).

Um exemplo de aplicação prática do NPGA é apresentado por Abido (2003), na qual o algoritmo foi utilizado como base para resolver um problema de despacho econômico e ambiental de um sistema elétrico de potência teste, constituído de 30 barras. A abordagem proposta pelo autor possui um mecanismo de preservação de diversidade que leva ao encontro de soluções ótimas de Pareto, além da implementação de uma técnica de agrupamento hierárquica para oferecer ao operador do sistema de potência um conjunto ótimo de Pareto representativo e administrável. Os resultados obtidos comprovaram a eficiência do sistema baseado em NPGA na resolução do problema de otimização multiobjetivo. Além disso, as soluções não dominantes integrantes do conjunto ótimo de Pareto estão devidamente distribuídas e possuem características de diversidade satisfatórias.

Outro algoritmo, o SPEA (*Strength Pareto Evolutionary Algorithm*) consiste em uma abordagem que integra diferentes MOEAs. Criado por Eckart Zitzler and Lothar Thiele, este algoritmo utiliza um arquivo externo constituído de soluções não dominantes encontradas anteriormente (conjunto externo não dominante). Em cada geração os indivíduos não dominantes são copiados para o conjunto externo. Para cada indivíduo neste conjunto externo um valor de intensidade é computado. Esta intensidade é similar ao valor de ranqueamento do MOGA, uma vez que é proporcional aos números de soluções no qual um certo indivíduo domina (COELLO COELLO; LAMONT; VAN VELDHUIZEN, 2007).

No algoritmo SPEA, a aptidão de cada membro da população corrente é calculada de acordo com as forças de todas as soluções não dominantes externas que o dominam. O processo de atribuição de aptidão do SPEA leva em consideração tanto a proximidade com a frente de Pareto verdadeira quanto a distribuição das soluções. Portanto, ao invés do uso de nichos baseados em distância, a dominância de Pareto garante que as soluções estão distribuídas apropriadamente ao longo da frente de Pareto. A efetividade do SPEA reside no tamanho do conjunto externo não

dominante. Caso este conjunto seja muito grande o resultado pode ser a redução da pressão de seleção, deste modo desacelerando a busca. Com o intuito de resolver esta questão, os desenvolvedores do SPEA suprimiram conteúdo do conjunto externo não dominante para que seu tamanho se mantivesse sob certo limite. Esta ação é realizada pelo método de ligação comum (COELLO COELLO; LAMONT; VAN VELDHUIZEN, 2007).

O SPEA foi utilizado por Reddy; Abhyankar e Bijwe, (2011) para resolver o problema multiobjetivo do mecanismo de compensação de preços de potência reativa (RPPC, sigla do inglês), considerando um modelo de carga dependente da tensão e a estabilidade de tensão. Para testar o modelo foi utilizado um sistema teste com trinta barras. Segundo os autores, a curva de Pareto resultante da operação do SPEA possibilitou mais informações para a tomada de decisão do operador do sistema.

Finalmente, o MOMGA (Multiobjective Messy Genetic Algorithm) é um algoritmo adaptado do *Messy Genetic Algorithm* que tem por objetivo resolver problemas de otimização multiobjetivo e foi desenvolvido inicialmente por David A. Van Veldhuizen e Gary B. Lamont. Este algoritmo consiste em três partes: inicialização, principal e justaposição. Na primeira fase o MOMGA produz todos os blocos de construção de um tamanho específico através de um processo determinístico intitulado inicialização enumerativa. Posteriormente, a parte principal realiza uma seleção de rodada na população e, se necessário, reduz seu tamanho. Por fim, a justaposição consiste na construção da população pelo *Messy Genetic Algorithm*, sendo realizada por meio do operador de recombinação de corte e cole. Apesar do Algoritmo Genérico Confuso atuar de forma rápida e adequada, tem como desvantagem o crescimento exponencial de sua população conforme o tamanho de seus blocos construtivos cresce (COELLO COELLO; LAMONT; VAN VELDHUIZEN, 2007).

2.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

No presente capítulo os conceitos básicos dos componentes importantes do projeto de dissertação foram apresentados de forma breve em duas partes: microrredes e métodos meta-heurísticos.

Na primeira parte fez-se a explanação sobre a característica de uma microrrede, seus componentes principais, métodos de controle e princípios de otimização. Estas informações são importantes, visto que, para desenvolver um processo de otimização é imprescindível se ter conhecimento do funcionamento do sistema a ser otimizado.

Por sua vez, a segunda parte trouxe uma contextualização sobre os métodos meta-heurísticos, destacando as suas vantagens para resolução de problemas multiobjetivos. Além disso, foram apresentadas as diferentes classes de técnicas que compõem os métodos evolucionários, com destaque para o NSGA-II.

Dentre as técnicas comentadas, o NSGA-II possui características na sua execução que possibilitam a sua utilização para resolver problemas multiobjetivo em microrredes: eficiência, menor capacidade computacional para ser executado, facilidade de implementação e a existência de programas computacionais nos quais existem pacotes para utilização do NSGA-II (por exemplo, MATLAB®).

Além das suas características, o NSGA-II é um algoritmo validado e experimentado pela comunidade científica. Por exemplo, Martínez e Nodarse (2014) utilizaram o NSGA-II para resolver o problema de posicionamento ótimo de roteadores em uma WSN (*Wireless Sensor and Actor Networks*). Outra aplicação deste algoritmo é na resolução do problema de otimização do posicionamento e capacidade de bancos de capacitores em uma rede de distribuição (ONAKA et al., 2017). Heris e Khaloozadeh (2011) empregaram o NSGA-II para resolver o problema de otimização de estratégias para o tratamento do HIV. Por fim, com o objetivo de minimizar as perdas em um transformador trifásico Mohammed e Vural (2019) usaram o NSGA-II juntamente com o método dos elementos finitos.

Assim sendo, foi decidido o uso desta técnica para a otimização da microrrede a ser desenvolvida ao longo deste documento.

3 REVISÃO DA LITERATURA

O presente capítulo visa a exposição da pesquisa realizada englobando otimização multiobjetivo de microrredes, com sistemas de armazenamento de energia, conectadas à rede.

A seção 3.1 descreve em detalhes o processo de pesquisa junto a documentação científica existente. Enquanto que a seção 3.2 expõe e compara os resultados encontrados, conforme determinados aspectos de análise.

Ao término do capítulo são apresentadas as considerações finais.

3.1 PROCESSO DE LEVANTAMENTO BIBLIOGRÁFICO

A seleção de artigos foi realizada baseada na estrutura proposta por Ensslin et al. (2010), a qual é utilizada por diversos pesquisadores para o desenvolvimento de uma base de dados.

O primeiro estágio consistiu na seleção de palavras-chaves, escolhidas por sua relação com a o controle, operação e otimização de microrredes. Em complementação, também foi selecionado o termo “NSGA-II (*Non-dominated Sorting Genetic Algorithm II*) pelo seu extenso uso como método de resolução de problemas multiobjetivos. Este processo é importante pois direciona a busca de documentos na internet, servindo como filtro inicial.

Para validação dessas palavras-chave foi utilizado o portal do Periódicos CAPES (<https://www.periodicos.capes.gov.br>), disponibilizado pelo Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES). Os conjuntos de palavras-chaves foram adicionados a ferramenta de busca do sítio e os dois primeiros artigos avaliados. Se os artigos selecionados fossem da área estudada o conjunto era aprovado, caso contrário as palavras-chaves eram descartadas. O Quadro 01 apresenta as combinações validadas de palavras-chave.

QUADRO 01 – COMBINAÇÕES VALIDADAS DE PALAVRAS-CHAVE

Combinações de palavras-chave
<i>“Energy management system” & “Microgrid”</i>
<i>“Energy management system” & “Optimization”</i>
<i>“Microgrid management system” & “Microgrid”</i>
<i>“Microgrid management system” & “Microgrid”</i>
<i>“NSGA-II” & “Microgrid”</i>
<i>“NSGA-II” & “Energy management system”</i>

FONTE: A autora (2019).

Finalizada a primeira etapa, prosseguiu-se com o processo de levantamento bibliográfico por meio do uso das palavras-chaves para busca de artigos na internet. Com o intuito de realizar esta tarefa de forma direcionada foi utilizado o programa *Publish or Perish*, escolhido pelas suas funcionalidades como a busca em diversos bancos de dados, salvamento de pesquisas realizadas e apresentação de dados dos documentos encontrados, dentre outras.

Para cada conjunto de palavras-chaves foi realizada uma busca, sendo que todas as buscas que foram efetuadas possuem as seguintes configurações:

- O conjunto de palavras-chave foi colocado no campo de busca *“All of the words”*;
- Restringiu-se o ano de publicação dos artigos aos últimos cinco anos (2014-2019);
- Restringiu-se a quantidade de entradas a 1000;
- Selecionou-se as buscas apenas ao banco de dados do Google Scholar.

O número de entradas obtidas nesta etapa para cada combinação de palavras-chave pode ser visualizado na Tabela 01.

TABELA 01 – COMBINAÇÕES DE PALAVRAS-CHAVES E NÚMERO DE ENTRADAS OBTIDAS PELO *PUBLISH OR PERISH*

(continua)

Combinações de palavras-chaves	Número de entradas
<i>“Energy management system” & “Microgrid”</i>	977
<i>“Energy management system” & “Optimization”</i>	916
<i>“Microgrid management system” & “Microgrid”</i>	966

TABELA 01 – COMBINAÇÕES DE PALAVRAS-CHAVES E NÚMERO DE ENTRADAS OBTIDAS PELO *PUBLISH OR PERISH*

(conclusão)	
Combinações de palavras-chaves	Número de entradas
<i>“Microgrid management system” & “Microgrid”</i>	980
<i>“NSGA-II” & “Microgrid”</i>	997
<i>“NSGA-II” & “Energy management system”</i>	553
TOTAL	5389

FONTE: A autora (2019).

Como pode ser observado na Tabela 01 ao final da etapa de busca foram obtidas 5389 entradas, uma quantidade que não poderia ser analisada com o detalhamento necessário devido ao tempo disponível. Por este motivo se iniciou a etapa de filtragem dos dados obtidos. Inicialmente excluíram-se todos os dados duplicados, os referentes a patentes e a livros, para então iniciar a leitura do título de cada artigo, resultando em 540 entradas.

Devido ao número de artigos continuar elevado decidiu-se pela verificação da classificação dos periódicos com base na classificação Qualis Periódicos, somente mantendo os periódicos com classificação A1, A2 ou B1. Esse grupo resultante foi analisado em relação ao número de citações de cada artigo por ano, informação obtida por meio do programa *Publish or Perish*. Os artigos com número de citações maior ou igual a catorze por ano foram escolhidos e separados. Os artigos restantes foram reavaliados em relação ao(s) autor(es) e a data de publicação: caso o(s) autor(es) do artigo tivessem sido selecionados na primeira análise ou data de publicação do artigo fosse entre 2017-2019, a entrada era selecionada e agrupada com os demais artigos previamente selecionados. Após a adoção dos critérios supracitados o banco de dados possuía 128 artigos para o restante da análise.

A próxima etapa do processo de levantamento bibliográfico constituiu-se da leitura dos resumos dos artigos, excluindo-se os artigos com otimizações multiobjetivo para microrredes isoladas ou com a maioria do seu estado de operação em ilhamento. O presente critério foi estabelecido pelo fato do presente trabalho ter foco na otimização da operação da microrrede em operação normal (conectada à rede e ocasionalmente com situações de ilhamento). Após esta etapa restaram 92 artigos.

Posteriormente prosseguiu-se com o processo de levantamento bibliográfico por meio da leitura das introduções e conclusões de cada artigo, resultando em 61 artigos. Na etapa final foram feitas as leituras na íntegra dos trabalhos restantes e

através da seleção dos documentos pertinentes obteve-se a base de dados final, composta por 13 artigos, os quais tem suas características expostas na Tabela 02, enquanto que os periódicos nos quais estes artigos foram publicados estão na Tabela 03.

TABELA 02 – CARACTERÍSTICAS DA BASE FINAL DE ARTIGOS

Caraterística	Resultado
Anos de publicação	2014-2019
Artigos	13
Citações	717
Citações por ano	143,40
Citações por artigo	55,15
Citações por autor	196,50
Artigos por autor	3,57
Autores por artigo	3,85
h-index	11

FONTE: A autora (2019).

A base de dados possui um número de citações expressivo, o qual revela a importância dos artigos selecionados uma vez que são utilizados como referência para diversos pesquisadores.

TABELA 03 – CARACTERÍSTICAS DOS PERIÓDICOS INTEGRANTES DA BASE FINAL DE ARTIGOS

Periódico	Editora	Referências	Fator de Impacto
<i>Applied Energy</i>	Elsevier	2	8,426 (2018)
<i>Electric Power Systems Research</i>	Elsevier	1	3,022 (2018)
<i>Electrical Power and Energy Systems</i>	Elsevier	1	4,418 (2018)
<i>Energies</i>	MDPI	1	2,707 (2018)
<i>Energy</i>	Elsevier	3	5,537 (2018)
<i>IEEE Transactions on Neural Networks and Learning Systems</i>	IEEE	1	11,683 (2018)
<i>IEEE Transactions on Smart Grid</i>	IEEE	4	10,486 (2018)

FONTE: A autora (2019).

Os artigos selecionados estão publicados em periódicos reconhecidos na área de Sistemas Elétricos de Potência, ou seja, reforçam a confiabilidade e a atualidade das pesquisas realizadas. Além disso os periódicos citados na Tabela 03 possuem fator de impacto significativo, atestando sua qualidade perante a divulgação científica.

3.2 ANÁLISE DO BANCO DE DADOS

Com o objetivo de direcionar a discussão acerca dos artigos do banco de dados aos aspectos diretamente relacionados ao trabalho de pesquisa proposto por este documento, decidiu-se focar a leitura e análise nos seguintes aspectos:

- Objetivos da otimização multiobjetivo;
- Sistemas de armazenamento de energia, especificamente sobre quais dispositivos são considerados e como são considerados na formulação do problema de otimização;
- Topologia e composição da rede;
- Formulação do problema e métodos utilizados para resolução do problema de otimização multiobjetivo;

Os pontos supracitados estão pormenorizados nas próximas subseções.

3.2.1 Objetivos da otimização multiobjetivo

Durante a análise do banco de artigos verificou-se que quase a totalidade dos estudos analisados tem por um de seus objetivos a minimização dos custos, sejam operacionais ou de geração. Este aspecto era esperado, pois a principal motivação para qualquer implementação de um projeto é o econômico.

Conforme apresentado na Seção 2 uma das justificativas para a disseminação das microrredes é a ambiental, especialmente na questão da emissão de poluentes pelas formas de geração de energia convencionais. Neste contexto, muitos autores visam otimizar suas microrredes para que elas emitam a menor quantidade possível de gases poluentes.

Neste contexto, os trabalhos de (Elsied et al. (2015); Liu et al. (2015); Deihimi et al. (2016); Wang et al. (2017); Sedighizadeh et al. (2019);) focam em minimizar simultaneamente esses dois parâmetros: custo e emissão de poluentes das fontes geradoras.

Outros artigos se concentram somente na abordagem econômica, como o trabalho realizado por Zhang et al. (2016), no qual o custo é minimizado através da minimização da geração total de energia pela microrrede e a otimização da potência de saída de cada unidade. Por outro lado, Silvente et al. (2015) buscam a maximização dos lucros da microrrede. Ainda na área econômica Zhao et al. (2019), assim como os demais artigos, têm por objetivo minimizar o custo da microrrede e a maximização dos seus lucros. Contudo, eles também procuram minimizar a média do preço de compra de eletricidade pelo consumidor.

Os fatores econômicos são considerados simultaneamente com fatores técnicos no artigo de Farzin et al. (2017), no qual procuram minimizar o custo de operação da microrrede e de um indicador de corte de energia elétrica dos consumidores da microrrede. Este indicador se refere aos cortes que são realizados quando ocorrem ilhamentos não programados. Outro exemplo é a minimização o custo operacional da microrrede e das incertezas e flutuações de potência das fontes renováveis de energia estudados por Ju et al. (2018).

Alguns trabalhos buscam explorar exclusivamente aspectos técnicos da microrrede. Por exemplo, Malysz et al. (2014) visa o fornecimento de perfil de potência para as fontes de energia e a extensão da vida útil das baterias, em detrimento a oferta de benefícios econômicos aos consumidores.

A maioria dos artigos apresentam estudos considerando dois objetivos a serem resolvidos pelos algoritmos. Uma exceção é a pesquisa de Venayagamoorthy et al. (2016) que engloba como objetivos da otimização parâmetros dos três aspectos da microrrede encontrados nos trabalhos citados anteriormente: econômico, ambiental e técnico. Neste estudo, os autores procuram maximizar a confiabilidade, a sustentabilidade enquanto minimizam os danos ao meio ambiente. Além destes fatores, o problema de otimização procura maximizar a vida útil das baterias e a satisfação dos consumidores de energia da microrrede.

Os trabalhos citados concentram a otimização multiobjetivo em aspectos exclusivos das microrredes, excluindo parâmetros relacionados com a rede principal.

Contudo, Lv et al. (2016) intentam em obter uma estratégia ótima de operação tanto para a microrrede quanto para a rede principal.

3.2.2 Sistemas de armazenamento de energia

No decorrer da análise dos artigos verificou-se que os sistemas de armazenamento de energia são componentes das microrredes e são objeto de estudo. Os dispositivos de armazenamento de energia mais utilizados são as baterias (verificadas em 84,6% dos artigos), seguidas dos capacitores (15,4% dos artigos) e de *flywheel* (7,7%). Existem exceções como Liu et al. (2015), que não utilizam dispositivo algum desta natureza, enquanto que Silvente et al. (2015) citam a presença de sistemas de armazenamento de energia na microrrede, contudo não especifica o(s) tipo(s) de dispositivo(s) utilizado(s).

A escolha dos pesquisadores pelo uso das baterias pode ser explicada devido a este tipo de dispositivo ser conhecido, ser disponível para instalação e manutenção mais simples e acessível em comparação aos capacitores e os *flywheel*, estes mais caros e em alguns locais, com disponibilidade menor.

Pelo fato de serem componentes importantes, os sistemas de armazenamento de energia são considerados na formulação dos problemas de otimização. Alguns autores utilizaram características da bateria como parte da formulação da função objetivo, por exemplo, Sedighizadeh et al. (2019) incluíram o custo de troca de potência entre as baterias e a microrrede. Silvente et al. (2015) consideraram o custo de armazenamento de energia. Continuando no contexto econômico, Elsied et al. (2015) formularam a função objetivo utilizando o custo de carga e descarga do sistema de baterias como uma das variáveis e Wang et al. (2017) adicionou a depreciação das baterias na função custo.

Um aspecto complementar e importante para a formulação de funções objetivo são as restrições, pois permitem aos estudiosos modelar com mais detalhes a operação real do sistema. No contexto dos sistemas de armazenamento de energia, diversas características das baterias são consideradas como limitações. Dentre estas citam-se os trabalhos: estado de carga (Farzin et al. (2016), Lv et al. (2016), Venayagamoorthy et al. (2016), Zhang et al. (2016), Sedighizadeh et al. (2019); Zhao

et al. (2019)), taxas de carga e descarga (Elsied et al. (2015); Deihimi et al. (2016); Lv et al. (2016); Zhao et al. (2019)); níveis de armazenamento (Elsied et al. (2015)), estado de energia (Malysz et al. (2014); Lv et al. (2016)); quantidade de ações de carga/descarga (Zhao et al. (2019)).

No trabalho de Zhao et al. (2019), uma função extra de penalidade foi estipulada para lidar com as restrições dos sistemas de armazenamento de energia. Além disso, as perdas nas baterias são desconsideradas.

Nos trabalhos supracitados as considerações relativas as baterias dentro da formulação do problema foram determinadas em um contexto geral. Contudo, alguns autores aprofundaram a análise dos sistemas de armazenamento de energia no problema de otimização de microrrede. Em alguns trabalhos, como o de Farzin et al. (2017), um dos objetivos do problema de otimização é o agendamento de carga/descarga dos sistemas de armazenamento de energia, tanto em operação conectada à rede quanto em situações inesperadas de ilhamento da microrrede. Ou seja, as baterias são elementos chaves para a formulação e resolução do problema de otimização.

Outro exemplo é o abordado na pesquisa de Malysz et al. (2014), na qual os autores desenvolveram um modelo discreto de bateria, considerando a sua energia, a perda intrínseca de descarga, a potência de carga/descarga e a eficiência de carga/descarga. O custo de uso de bateria é considerado com o objetivo de evitar atividades desnecessárias que resultem na redução da vida útil da mesma, sendo que este custo é estimado através de um comportamento meia vida, na qual a capacidade da bateria declina por um fator multiplicativo a cada ciclo. Para isso, os autores utilizaram uma série geométrica infinita.

Além disso, Malysz et al. (2014) criaram o conceito de taxa de bateria zona verde e taxa de bateria zona vermelha. Quando as baterias operam na zona verde a bateria pode manter ciclos de cargas e descargas contínuas, por sua vez, a zona vermelha consiste na extrapolação dos limites do ciclo de carga e descarga pela bateria e possui restrições próprias: a habilitação/desabilitação das taxas incrementais de potência, além de um período máximo de operação nesta zona e de um período mínimo entre uma operação e outra.

As decisões de carga/descarga são decididas com o objetivo de minimizar a função custo, sendo que alguns fatores considerados são a porção de carga da bateria que é comprada da rede principal, a porção da potência descarregada da bateria para

compensar qualquer demanda positiva de energia de compra da rede principal, a porção de potência descarregada da bateria que é vendida para a rede e os custos de utilização da bateria.

Por fim, na abordagem desenvolvida por Ju et al. (2018), o problema de otimização é dividido em um modelo de duas camadas, cada uma com um horizonte de tempo diferente, devido as características intrínsecas de cada elemento do sistema de armazenamento de energia da microrrede. Os autores desenvolveram um modelo detalhado de custo de degradação da bateria, considerando o ciclo de vida, as condições dos ciclos de carga/descarga, parâmetros de estado, valores de estado de carga e valores de profundidade de descarga. No referido trabalho desconsideraram-se os fatores ambientais, como por exemplo a temperatura, na degradação da bateria. O processo de degradação foi considerado linear no tempo por toda a vida da bateria, além do custo de degradação de cada evento de ciclo de carga e descarga com o mesmo nível de profundidade de descarga é o mesmo em diferentes níveis de estado de carga. Segundo os autores, o custo para os eventos de carga e descarga são os mesmos.

Em complementação, os autores também apresentam o modelo detalhado de degradação dos supercapacitores, contudo não será detalhado neste documento pois não são o foco desta dissertação.

3.2.3 Topologia e composição da rede

Todos os artigos considerados no banco de dados têm como objeto de estudo microrredes operando durante a maior parte do tempo conectadas à rede. Todavia, determinados artigos apresentam foco para situações de ilhamento, como Farzin et al. (2017) que modelaram a representação das incertezas relativas a eventos de ilhamento não programados durante a operação da microrrede. Por sua vez, Venayagamoorthy et al. (2016) analisam a operação da microrrede no modo conectado e isolado, desenvolvendo cenários e critérios específicos para o funcionamento dos elementos da rede, conforme o modo de funcionamento da microrrede. Já Zhang et al. (2016) simularam o funcionamento da microrrede conectada à rede e isolada, considerando faltas típicas da microrrede. Por fim, Ju et

al. (2018) focam seu trabalho na microrrede no modo conectado, contudo, a mesma pode operar tanto conectada à rede quanto isolada.

No conjunto de artigos analisados observou-se a predominância de microrredes compostas pelos elementos considerados básicos: geração de energia distribuída, sistemas de armazenamento de energia e cargas.

Nesses sistemas as fontes geradoras de energia mais utilizadas foram a solar e a eólica, encontradas em 92,3% dos estudos (Malysz et al. (2014); Elsied et al. (2015); Liu et al. (2015) Silvente et al. (2015); Deihimi et al. (2016); Farzin et al. (2017); Lv et al. (2016); Venayagamoorthy et al. (2016); Zhang et al. (2016); Ju et al. (2018); Sedighizadeh et al. (2019); Zhao et al. (2019)). Isso pode ser explicado, em partes, pela popularização destes métodos, especialmente das placas fotovoltaicas. Além disso, são tecnologias com maior pesquisa e desenvolvimento atual se comparadas a outras tecnologias, dessa forma sendo possíveis de serem instaladas nos mais diversos locais e usos. Em complemento aos tipos de geração citados, as outras formas de geração consideradas na composição da microrrede nos trabalhos analisados são:

Gerador a diesel visto nos estudos de Farzin et al. (2017); Venayagamoorthy et al. (2016); Zhang et al. (2016);

- Célula a combustível nos artigos de Elsied et al. (2015); Deihimi et al. (2016);
- Cogeração de calor e potência elétrica (CHP – do inglês *combine heat and power*) encontrado no trabalho de Elsied et al. (2015);
- Bombeamento de calor do solo (GSHP – do inglês *ground source heat pump*) visto no artigo de Wang et al. (2017);
- Cogeração de resfriamento, calor e potência (CCHP – do inglês *combine cooling heating and power*) também integrante do artigo de Wang et al. (2017);
- Microturbinas, vistas nos estudos de Deihimi et al. (2016); Farzin et al. (2017); Lv et al. (2016).

A variedade dos elementos apresentados pode ser explicada pela preocupação dos pesquisadores em estudar microrredes que fossem representações de instalações que fossem do seu conhecimento. Um exemplo disso é apresentado por Wang et al. (2017), no qual o sistema estudado é uma representação de uma

microrrede existente em um pequeno parque industrial. Outros exemplos são encontrados nos trabalhos de Elsied et al. (2015) e Lv et al. (2016), nos quais utilizaram como representação uma microrrede típica europeia.

Os sistemas de armazenamento de energia foram explanados detalhadamente na seção 3.2.2.

No referente as cargas, os artigos analisados exploraram de forma abrangente os diferentes tipos de cargas dentro das microrredes buscando representar a diversidade encontrada em campo. Na base de dados estão estudos que consideravam cargas:

- Residenciais, considerado nos estudos de Liu et al. (2015); Silvente et al. (2015);
- Industriais, Wang et al. (2017);
- Residenciais e industriais, estudado por Sedighizadeh et al. (2019);
- Residenciais, comerciais e industriais, observado nos artigos de Malysz et al. (2014); Deihimi et al. (2016);
- Não especificada, porque a carga é distribuída nas barras do sistema de distribuição na qual a microrrede está inserida, conforme visto em Elsied et al. (2015); Farzin et al. (2017); Lv et al. (2016); Venayagamoorthy et al. (2016); Zhang et al. (2016); Ju et al. (2018); Zhao et al. (2019).

Analisando a organização dos elementos na microrrede e a microrrede na rede de distribuição, percebeu-se que uma parte dos trabalhos considera a microrrede conectada em sistemas padrão IEEE, conforme visto em Lv et al. (2016); Zhang et al. (2016). Outra parte analisou microrredes ligadas a redes de distribuição genéricas, como Malysz et al. (2014); Liu et al. (2015); Venayagamoorthy et al. (2016); Farzin et al. (2017); Wang et al. (2017); Sedighizadeh et al. (2019). O uso de barramento comum foi visto em alguns trabalhos, como o de Elsied et al. (2015) no qual utilizam um barramento comum em corrente contínua para conectar todos os componentes da microrrede através de conversores. Uma abordagem análoga, porém, com barramento comum em corrente alternada é vista em Zhao et al. (2019). Outros autores que utilizam a ideia de conexão a um barramento comum são Deihimi et al. (2016) e Ju et al. (2018), contudo, não está especificado se o barramento é em corrente alternada ou corrente contínua.

3.2.4 Formulação do problema e métodos utilizados para resolução do problema de otimização multiobjetivo

A diversidade na estrutura das microrredes proporciona aos pesquisadores estudarem e desenvolveram diferentes métodos de otimização para situações distintas. Neste contexto a análise dos artigos foi dividida em dois grupos: modelagem (determinística ou estocástica) e abordagem (otimização ou gerenciamento).

Ressalta-se a utilização do NSGA-II para validação dos modelos desenvolvidos nos artigos, como Sedighizadeh et al. (2019); Wang et al. (2017) e Deihimi et al. (2016). Este último, juntamente com Farzin et al. (2017) e Zhao et al. (2019) utilizaram o NSGA-II como base para criar seus próprios modelos de resolução de problemas de otimização multiobjetivo.

3.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Diante do exposto neste capítulo, o Quadro 02 condensa toda a discussão realizada nesta seção comparando os artigos integrantes da base de dados com a pesquisa desenvolvida nesta Dissertação.

O referido quadro foi organizado em sete grupos: objetivo, tipo de sistema de armazenamento de energia, tipo de geração, modelagem, abordagem, modo de operação e modelagem do sistema de armazenamento de energia. As subdivisões dos grupos apresentam em detalhes os aspectos principais de análise utilizados para avaliação dos artigos.

Comparando o proposto no documento aqui apresentado com a base de dados verifica-se que os diferenciais propostos neste documento em relação aos trabalhos analisados são a operação tanto conectada a rede quanto ilhada e a consideração da degradação da bateria na modelagem da vida útil do sistema de armazenamento de energia.

QUADRO 02 – RESUMO COMPARATIVO DOS ARTIGOS OBTIDOS NO LEVANTAMENTO BIBLIOGRÁFICO

	Objetivo			Tipo de SAE		Tipo de geração		Modelagem		Abordagem		Modo de operação		Modelagem SAE		
	Econômico	Ambiental	Técnico	Bateria	Outros	Renovável	Não-renovável	Determinística	Estocástica	Gerenciamento	Otimização	Conectado	Isolado	Função objetivo	Restrições	Degradação
Dissertação																
Malysz et al. (2014)																
Elsied et al. (2015)																
Liu et al. (2015)																
Silvente et al. (2015)				1	1											
Lv et al. (2016)																
Farzin et al. (2017)																
Deihimi et al. (2016)																
Zhang et al. (2016)																
Venayagamoorthy et al. (2016)																
Wang et al. (2017)																
Ju et al. (2018)																
Sedighizadeh et al. (2019)																
Zhao et al. (2019)																

FONTE: A autora (2021).

Nota 1: Os autores não esclareceram o tipo de SAE abordado no artigo.

4. MATERIAIS E MÉTODOS

O presente capítulo expõe detalhadamente os materiais utilizados e de toda a metodologia empregada para a concepção, desenvolvimento e execução da otimização de uma microrrede utilizando NSGA-II.

A seção 4.1 descreve o problema a ser resolvido através da otimização multiobjetivo. Por sua vez, a seção 4.2 detalha a função objetivo, suas variáveis e restrições. As características da rede a ser analisada estão na seção 4.3. A discussão acerca das ferramentas computacionais utilizadas para simular e otimizar a operação da microrrede está na seção 4.4, enquanto que os detalhes da implementação computacional estão descritos em 4.5. Este capítulo termina com as considerações finais na seção 4.6.

4.1 DESCRIÇÃO DO PROBLEMA

O problema de otimização consiste na resolução de problema de despacho diário da bateria, para um horizonte futuro de vinte e quatro horas, com intervalo de tempo de uma hora entre as amostras, atendendo aos objetivos de minimização dos custos e da maximização da vida útil das baterias.

De forma a padronizar os estudos foram adotadas algumas premissas adicionais:

- A rede de distribuição e a microrrede operam em 13,8 kV;
- A operação é no modo conectado, podendo sofrer ilhamento;
- A otimização visa os aspectos da microrrede, desconsiderando os da rede de distribuição;
- A microrrede é composta por módulos fotovoltaicos, baterias e cargas residenciais;
- O custo da energia é bruto, sem considerar impostos, taxas, subsídios, dentre outros;

- A microrrede opera sob o regime de tarifa branca, a qual será detalhada na seção 4.3.

4.2 ELABORAÇÃO DA FUNÇÃO OBJETIVO

A função objetivo foi elaborada com base nas formulações propostas por Silva (2019) e Buzzá (2020) sendo composta por duas partes: minimização dos custos e maximização da vida útil das baterias. A função objetivo completa é representada por (1):

$$\text{função objetivo} = (\text{min custos}) + (\text{min degradação}) \quad (1)$$

As parcelas integrantes de (1) estão descritas nas seções 4.2.1 e 4.2.2, enquanto que na seção 4.2.3 estão descritas as restrições a serem impostas a (1).

4.2.1 Minimização dos Custos

Um dos objetivos a serem atendidos pela otimização é a minimização dos custos da microrrede dada por (2) (SILVA, 2019).

$$\begin{aligned} \text{min custos} = \min \sum_{t=1}^N \sum_{i=1}^M & (P_{pv}^{i,t} \cdot c_{pv}^i + P_{charge}^{i,t} \cdot c_{charge}^i + P_{discharge}^{i,t} \cdot c_{discharge}^i \\ & + P_{purchase}^{i,t} \cdot c_{purchase}^i + P_{sell}^{i,t} \cdot c_{sell}^i) \end{aligned} \quad (2)$$

onde:

$P_{pv}^{i,t}$: é a potência de geração fotovoltaica no instante t e para o elemento i [kW];

$P_{charge}^{i,t}$: é a potência de carga da bateria no instante t e para o elemento i [kW];

$P_{discharge}^{i,t}$: é a potência de descarga da bateria no instante t e para o elemento i [kW];

$P_{purchase}^{i,t}$: é a potência comprada da rede no instante t e para o elemento i [kW];

$P_{sell}^{i,t}$: é a potência vendida para a rede no instante t e para o elemento i [kW];

c_{pv} : é o custo de operação e manutenção dos módulos fotovoltaicos em [R\$/kWh];

c_{charge} : é o custo de carga da bateria [R\$/kWh];

$c_{discharge}$: é o custo de descarga da bateria [R\$/kWh];

$c_{purchase}$: é o custo de compra da energia da rede [R\$/kWh];

c_{sell} : é o custo de venda da energia para a rede [R\$/kWh].

As variáveis a serem otimizadas são referentes a potência ($P_{pv}^{i,t}$, $P_{charge}^{i,t}$, $P_{discharge}^{i,t}$, $P_{purchase}^{i,t}$, $P_{sell}^{i,t}$) por outro lado, as variáveis de custo (c_{pv} , c_{charge} , $c_{discharge}$, $c_{purchase}$, c_{sell}) são conhecidas e determinadas no início da otimização.

4.2.2 Maximização da Vida Útil da Bateria

Outro objetivo a ser atendido pela otimização é a maximização da vida útil da bateria, a qual será calculada através da minimização da sua degradação, conforme (3) (BUZZÁ, 2020). Esta abordagem foi escolhida de forma a facilitar a implementação e a resolução da função objetivo, pois o problema fica restrito a minimização.

$$\min \text{degradação} = \min D_{TOTAL} \quad (3)$$

As equações do modelo de degradação foram baseadas no trabalho de Buzzá (2020), o qual considera a degradação total da bateria como a soma entre a parcela de degradação por vida de prateleira ("calendário") e a parcela de degradação por ciclagem. A Equação 4 apresenta a degradação total de uma bateria.

$$D_{TOTAL} = D_{vida\ de\ prateleira} + D_{ciclagem} \quad (4)$$

onde:

D_{TOTAL} : é a degradação total da bateria;

$D_{vida\ de\ prateleira}$: é a degradação por vida de prateleira;

$D_{ciclagem}$: é a degradação por ciclagem.

A degradação por vida de prateleira é representada por (5).

$$D_{vida\ de\ prateleira} = \frac{t_t}{t_f} \cdot 2^{\frac{T-25}{10}} \quad (5)$$

onde:

t_t : é o tempo transcorrido desde a fabricação da bateria [dias];

t_f : é o tempo de vida total (“calendar life”) informado pelo fabricante [dias];

T: é a temperatura da bateria [°C].

Todos estes dados são conhecidos e determinados no início da otimização.

Por sua vez, a degradação por ciclagem consiste de duas parcelas: uma dependente da temperatura e outra dependente do estado de carga. A parcela dependente da temperatura pode ser obtida através de (6).

$$D_{ciclagem1} = \sum_{i=1}^{n \text{ ciclos}} D_{ciclagem}(25^{\circ}C)(DoD_i) \cdot 2^{\frac{T-25}{10}} \quad (6)$$

onde:

$D_{ciclagem1}$: é a degradação por ciclagem na temperatura T;

$D_{ciclagem}(25^{\circ}C)$: é a degradação por ciclagem em 25°C;

T: é a temperatura da bateria [C°];

DoD_i : é o valor correspondente de degradação obtido por meio da curva de ciclos por profundidade de descarga, podendo ser calculado em função do estado de carga como visto em (7) (BUZZÁ, 2020).

A parcela dependente do estado de carga é descrita por (7):

$$D_{ciclagem2} = D(SOC_{final}) - D(SOC_{inicial}) \quad (7)$$

onde:

$D(SOC_{final})$: é a degradação de uma descarga até a profundidade de descarga final;

$D(SOC_{inicial})$: é a degradação de uma descarga até a profundidade de descarga inicial.

O valor total de degradação por ciclagem é obtido através de (8):

$$D_{ciclagem} = D_{ciclagem1} + D_{ciclagem2} \quad (8)$$

As variáveis a serem otimizadas são DoD_i , $D(SOC_{final})$ e $D(SOC_{inicial})$ enquanto que os valores das outras variáveis são conhecidos e determinados no início da otimização.

4.2.3 Restrições

A função objetivo (1) está submetida a restrição originada da característica de operação do banco de baterias, o limite de carga e descarga das baterias, adaptado de Silva (2019), obtido através de (9). Os valores de restrição são determinados no início da otimização.

$$P_{dischargemax} \leq P_{battery}^t \leq P_{chargemax} \quad (9)$$

onde:

$P_{dischargemax}$: é a potência ativa máxima de descarga da bateria [kW];

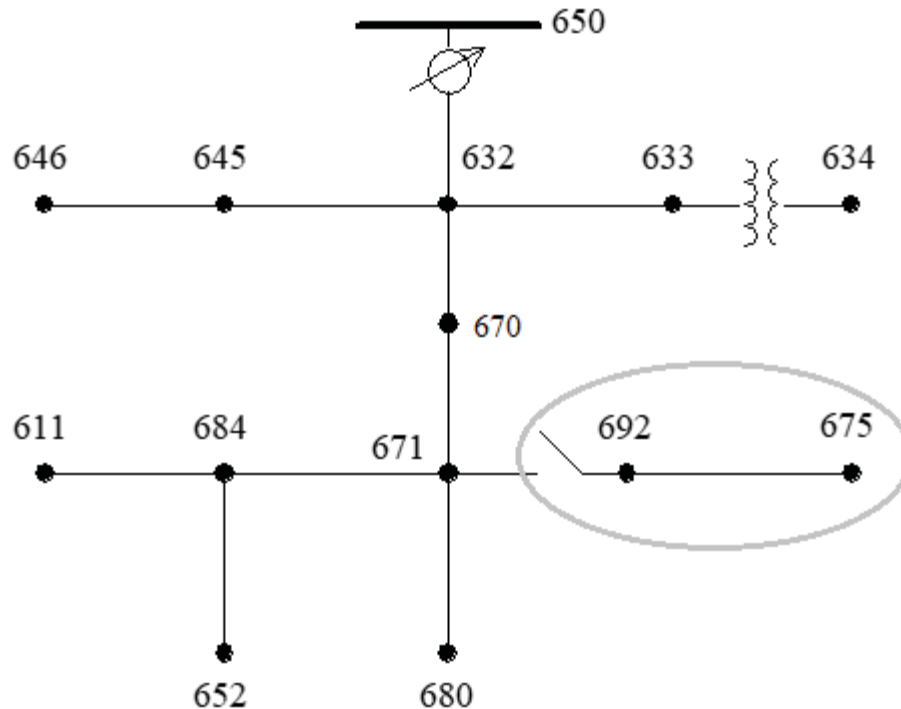
$P_{battery}^t$: é a potência ativa de carga/descarga da bateria no instante t [kW];

$P_{chargemax}$: é a potência ativa máxima de carga da bateria [kW].

4.3 REDE ANALISADA

A rede analisada é uma adaptação da rede de treze barras do IEEE (IEEE, 1992) disponível no fórum do *OpenDss* (Montenegro, 2019). É uma rede de distribuição composta por diferentes tipos de linhas e cargas, ambas monofásicas, bifásicas ou trifásicas. Além disso, fazem parte da rede banco de capacitores, módulo fotovoltaico, regulador de tensão e transformadores. Todas as informações sobre os elementos da rede estão disponíveis no Anexo C. A microrrede compreende o trecho interno a elipse conforme Figura 13.

FIGURA 13 – REDE DE TREZE BARRAS DO IEEE ADAPTADA



FONTE: Adaptado de IEEE (1992).

Com o intuito de aproximar a simulação da realidade brasileira, além de adaptar o setor correspondente a microrrede foram feitas alterações em relação as configurações originais da rede da Figura 13.

A primeira delas foi a mudança no nível das tensões originais da rede de distribuição para 13,8 kV e 220 V (na barra 634). Os valores originais de potência de toda a rede foram divididos por 10 para facilitar a análise do impacto dos módulos fotovoltaicos e do banco de baterias. As cargas são consideradas como residenciais, dessa forma a curva de carga diária da rede original foi substituída pela curva resultante da adaptação de Papathanassiou et al. (2005), a qual corresponde ao comportamento diário desse tipo de carga. Os dados por intervalo de hora estão apresentados no Anexo D.

O banco de capacitores trifásico instalado originalmente na barra 675 foi transferido para a barra 671, devido a este tipo de dispositivo não ser usual em microrredes.

Ademais, foram adicionadas cargas na barra 692 e na barra 675 com o objetivo de balancear as fases, pois na distribuição original a fase B possuía aproximadamente 60% da carga das demais fases (A e C). É importante ressaltar que

o fator de potência para as cargas se manteve os mesmos em relação aos originais. Os valores envolvidos neste processo estão na Tabela 04.

TABELA 04 – REDISTRIBUIÇÃO DE CARGAS NA MICRORREDE

Barra	Potência ativa original (kW)			Potência ativa adicionada (kW)			Potência ativa final (kW)		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C
675	48,5	6,8	29,4	0,0	40,0	19,0	48,5	46,8	48,4
692	0,0	0,0	17,0	17,0	17,0	0,0	17,0	17,0	17,0

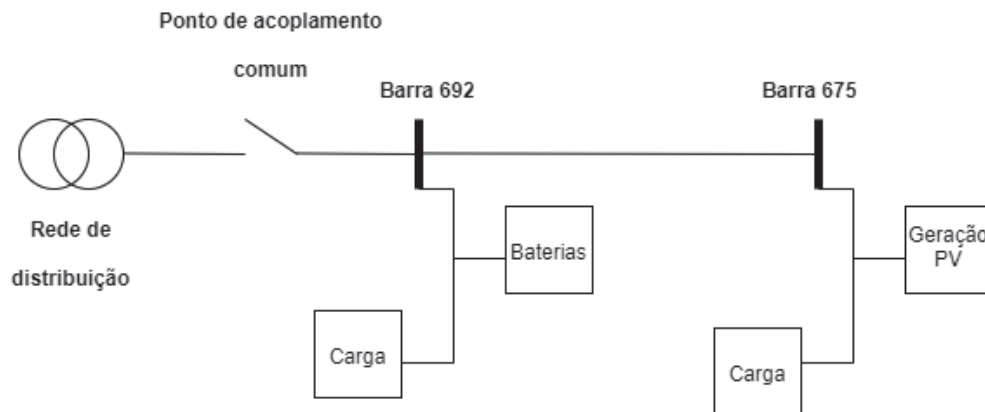
Fonte: A autora (2021).

O módulo fotovoltaico original foi substituído um módulo fotovoltaico real (CS3U-390MB-AG da *Canadian Solar*) e de inversor (CSI-30KTL-GI-L da *Canadian Solar*), pois são semelhantes a equipamentos instalados em sistemas da UFPR. As especificações do módulo e do inversor estão disponíveis nos Anexos A e B, respectivamente.

Por fim, foi adicionado um banco de baterias na microrrede alocado na barra 692. A curva de carga/descarga diária inicial foi adaptada de exemplos disponíveis no *OpenDss*. O banco de baterias inicia o dia com 20% da sua carga nominal armazenada, ou seja, seu estado de carga inicial é de 20%. Os valores de potência (198 kW) e de armazenamento (396 kWh) foram determinados a partir do comportamento das cargas integrantes da microrrede, considerando uma situação de operação isolada durante três horas e alimentando as cargas no pico de demanda das mesmas. A bateria é considerada como íon de lítio.

Diante do exposto, a Figura 14 ilustra os elementos integrantes da microrrede conforme a barra na qual estão instalados.

FIGURA 14 – DETALHE MICRORREDE



Fonte: A autora (2021).

4.3.1 Determinação dos Custos

A microrrede opera sob o sistema de tarifa branca, no qual existem três faixas horárias com tarifas específicas. A primeira delas denominada “fora de ponta” abrange feriados, finais de semana e dias úteis das 00h até 17h e das 22h até 00h. A segunda faixa, “intermediária”, abrange em dias úteis os períodos das 17h até 18h e das 21h até 22h, enquanto que a última faixa (“ponta”) corresponde ao período das 18h até 21h. Os valores dessas tarifas cobrados pela concessionária de energia para o estado do Paraná estão na Tabela 05.

TABELA 05 – VALORES DAS TARIFAS APLICADAS AO GRUPO B – B1 – RESIDENCIAL

Tipo de tarifa	Faixa horária	Tarifa de Energia (R\$/kWh)	Tarifa de Uso do Sistema (R\$/kWh)
Branca	Fora de Ponta		
	Sem imposto	0,27536	0,19856
	Com imposto	0,40976	0,29548
	Intermediário		
	Sem imposto	0,27536	0,38018
	Com imposto	0,40976	0,56574
	Ponta		
	Sem imposto	0,43787	0,56180
Com imposto	0,65159	0,83601	

FONTE:COPEL (2021).

O custo da bateria foi estimado a partir do seu custo inicial dividido pela sua capacidade de armazenagem e, posteriormente, pela sua vida útil estimada (YAN et al., 2018). Considerando uma bateria de íon-lítio com capacidade de 15kW e potência de 5kW, seu custo unitário inicial é de R\$12.220,00, (A. L. PAIXÃO et al., 2021) ou 814,67 R\$/kWh. A vida útil estimada é de 3650 dias. Dividindo o valor de custo calculado pela vida útil estimada resulta em um valor de custo de 0,2232 R\$/kWh.

O custo da energia fotovoltaica foi estimado a partir do valor do leilão de energia A-6 realizado em 2019, resultando no valor de 0,17609 R\$/kWh (PORTAL SOLAR, 2019).

4.4 FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS UTILIZADAS

As ferramentas computacionais auxiliam o pesquisador a realizar análises e estudos sobre sistemas de potência em geral, incluindo redes de distribuição e microrredes. De forma a suprir esta demanda existem diversos programas disponíveis no mercado tanto para simulação da operação do sistema elétrico quanto para otimização de sistemas. No primeiro grupo existem ferramentas como *GridLAB-D*, *DigSILENT PowerFactory*, *PowerWorld*, *OpenDSS* as quais servem para simulação do fluxo de potência durante a operação de um sistema elétrico. No caso de otimização, *MATLAB®*, *CPLEX Optimizer*, *IPOPT*, *Gurobi*, são algum dos programas empregados para resolução de problemas desse tipo envolvendo microrredes.

Diante das ferramentas existentes, optou-se pela escolha do *OpenDSS* para a simulação da operação da microrrede devido a facilidade na modelagem e na configuração dos elementos da rede; por possuir elementos prontos de módulos fotovoltaicos e de baterias e ao fato de ser código aberto. Para a otimização elegeu-se o uso do *MATLAB*, pois esta ferramenta é conhecida e utilizada por profissionais da área além de funcional para a realização de pesquisas na área.

4.4.1 *Open Distribution System Simulator*TM (*OpenDSS*)

O *OpenDSS* é um simulador de redes de distribuição elétrica de código aberto, desenvolvido pela EPRI (*Electric Power Research Institute*). Este programa permite a integração de fontes distribuídas de energia nas suas simulações, tanto que possui modelos internos de módulos fotovoltaicos e de baterias (ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE, 2020).

A simulação do fluxo de potência no *OpenDSS* é realizada através de programação, na qual o usuário configura parâmetros de cada elemento da rede (transformadores, linhas, cargas, dentre outros). Além disso, o programa permite acessar diversas informações dos componentes do sistema, como tensões e correntes nas fases de determinada carga; importar/exportar dados de outros programas (exemplo: MATLAB®); elaborar gráficos, ser comandado por outros programas (exemplos: MATLAB®, *Phyton*), dentre outras funcionalidades (ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE, 2020).

Outra característica interessante do *OpenDSS* é a possibilidade de acessar fóruns para discutir dificuldades de implementação e compartilhar informações entre os usuários.

4.4.2 MATLAB®

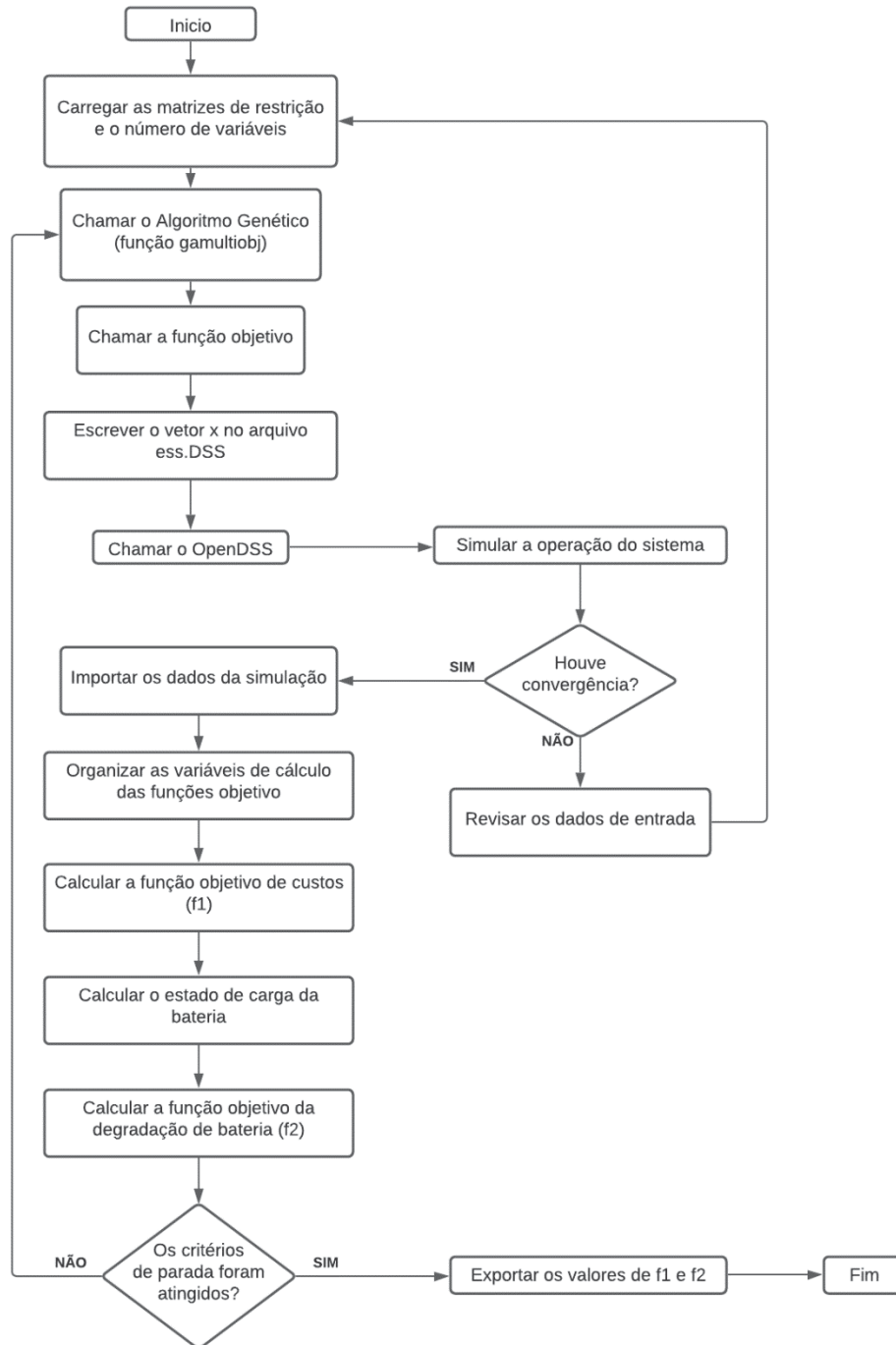
MATLAB® é um ambiente computacional de programação e simulação baseado em matrizes, com linguagem própria e desenvolvido pela The MathWorks, Inc. (THE MATHWORKS, 2021).

É um programa com diversas funcionalidades como possibilidade de rodar os códigos desenvolvidos em sistemas embarcados, comunicação com outras linguagens de programação (por exemplo: C++, *Phyton*, Java, dentre outras), aplicativo de simulação de sistemas (*Simulink*) e aplicativos para aplicações específicas, abrangendo várias áreas de conhecimento. Devido as suas características o MATLAB® é bastante difundido entre os profissionais da área acadêmica, científica e de exatas. (THE MATHWORKS, 2021).

4.5 IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL

A implementação computacional do modelo de otimização descrito em 4.1 e 4.2 foi realizada através dos programas MATLAB® e *OpenDSS*. O primeiro foi utilizado para a otimização das funções objetivo enquanto que o segundo programa foi utilizado para a simulação da operação da microrrede. O fluxograma da Figura 15 descreve as ações necessárias para a implementação da otimização.

FIGURA 15 – FLUXOGRAMA DA IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL



Fonte: A autora (2021).

O restante da seção descreve em detalhes as ações realizadas pelas ferramentas computacionais utilizadas na fase de implementação.

4.5.1 Simulação da Operação da Microrrede Pré-Otimização

A rede descrita em 4.3 foi simulada no programa *OpenDSS* (versão 8.6.7.1 (64-bit build)) em quatro cenários distintos:

- Cenário 0: a rede de distribuição sem geração fotovoltaica e sem sistemas de armazenamento de energia operando durante 24 horas (sem microrrede);
- Cenário A: a microrrede operando as 24 horas conectada à rede de distribuição;
- Cenário B: a microrrede operando ilhada entre 18h e 21h, no período de ponta;
- Cenário C: a microrrede operando ilhada entre 12h e 15h, no período do pico de geração de energia fotovoltaica.

A implementação da rede no programa foi realizada através da adaptação do código disponível no fórum do *OpenDss* (Montenegro, 2019). Foram desenvolvidos e adicionados códigos próprios para as baterias, além das curvas de cargas. O modelo de geração fotovoltaica existente baseado em fontes de corrente foi substituído pelo modelo de curvas de temperatura versus irradiância.

As simulações visaram o fornecimento de dados de entrada para a otimização multiobjetivo e, posteriormente, validá-la.

Um dos desafios enfrentados ao longo da simulação foi como emular o ilhamento da microrrede, pois as possíveis soluções apresentadas na documentação e no fórum (emulação da operação de chave) foram ineficazes. Neste contexto optou-se pela separação das redes no período do ilhamento, resultando em um arquivo de simulação da microrrede operando isolada e outro arquivo de simulação da rede de distribuição operando sem a microrrede. Os resultados obtidos nas duas simulações foram compilados no mesmo arquivo para posteriormente serem utilizados na simulação no MATLAB®.

4.5.2 Otimização da Operação da Microrrede

A otimização da microrrede foi realizada através do MATLAB® (versão R2016a (9.0.0.341360), de 64 bits) utilizando como ferramenta o aplicativo *Optimization Tool*.

O código de otimização foi elaborado em três blocos: o programa principal, o NSGA-II (algoritmo genético) e a função objetivo.

No primeiro bloco, referente ao programa principal, foram descritas as matrizes das equações (A_{ineq}, b_{ineq}), das inequações de restrições (A_{eq}, b_{eq}) e limites máximos e mínimos (u_b, l_b) conforme subseção 4.2.3. Como a restrição é apenas de limite de carga e descarga do banco de baterias, optou-se por utilizar os limites máximos e mínimos. Seus valores foram determinados a partir das especificações da bateria no *OpenDSS*, disponíveis na Tabela 06. Destaca-se a indicação do valor em p.u., pois a curva de carga diária da bateria dentro do *OpenDSS* deve ser indicada dessa maneira para a simulação ser realizada.

TABELA 06 – VALORES DAS RESTRIÇÕES

Variável	Valor
$P_{chargemax}$	198,00 kW ou -1 p.u.
$P_{dischargemax}$	198,00 kW ou 1 p.u.

Fonte: A autora (2021).

O vetor de variáveis de decisão possui 24 elementos, os quais correspondem ao despacho horário da bateria durante o dia. Em outras palavras é o quanto de potência a bateria irá absorver ou liberar para a rede.

As grandezas de valor de custo e de degradação estão em níveis diferentes, o que dificulta o funcionamento da otimização, já que o NSGA-II precisa encontrar soluções ótimas entre um valor da ordem de 10^2 e um da ordem de 10^{-2} ou 10^{-3} . Com objetivo de garantir a sensibilidade da otimização, optou-se pela normalização dos valores antes da otimização pelo NSGA-II.

As variáveis de normalização foram estipuladas a partir da premissa da situação que gerasse maior custo e maior degradação no período de um dia, considerando a operação da microrrede conectada à rede; maior custo e degradação

no período de operação ilhada (três horas). No caso dos custos, considerou-se um cenário hipotético no qual o custo de energia diário é o somatório da tarifa de ponta pelas 24hs multiplicado pela capacidade instalada. O valor resultante deste somatório é a variável de normalização relativa aos custos. Para o cálculo da variável de normalização da degradação considerou-se um cenário hipotético no qual a degradação é máxima, considerando todas as parcelas necessárias para o cálculo de degradação, descritas em 4.3. O somatório destas parcelas é a variável de normalização de degradação.

Os valores supracitados foram calculados e podem ser verificados na Tabela 07.

TABELA 07 – VARIÁVEIS DE NORMALIZAÇÃO

Variável	Tipo de normalização	Período (horas)	Valor
xchange1	Custo	24	2041,88 R\$/kWh
xchange2	Degradação	24	2,29096
xchange10	Custo	3	137,33 R\$/kWh
xchange20	Degradação	3	1,63108

Fonte: A autora (2021).

Dentre as outras ações realizadas neste bloco têm-se a chamada da função *gamultiobj* e a apresentação dos resultados finais da otimização: os valores minimizados das funções objetivo e do vetor de variáveis de decisão. Os valores minimizados passam por um processo de retorno aos seus valores reais, enquanto que o vetor de variáveis de decisão possui seus elementos em p.u.

O segundo bloco corresponde a função *gamultiobj*, integrante do *Optimization Tool*. Cabe ressaltar que esta função se baseia em uma variante do NSGA-II, denominada elitista controlada, a qual favorece indivíduos que podem ajudar a aumentar a diversidade da população mesmos que estes possuam um valor baixo de aptidão (THE MATHWORKS, 2016). A supracitada função chama a função objetivo para otimização.

Visando o devido funcionamento de *gamultiobj* alguns critérios foram estipulados diretamente na janela do *Optimization Tool*, priorizando os relacionados aos critérios de parada da otimização. Devido as condições padrão de parada possibilitarem um tempo longo de simulação, já que o número máximo de gerações padrão é de 100 vezes o de variáveis resultando em 2400 gerações e não existe na

prática limite de tempo, estipulou-se um número máximo de gerações de 120 e um limite de tempo de 21600 s. Um resumo de todas as configurações das opções de otimização está na Tabela 08.

TABELA 08 – CONFIGURAÇÕES DAS OPÇÕES DE OTIMIZAÇÃO

(continua)

Característica	Valor
População	
Tipo de população	Vetor duplo
Tamanho da população	Padrão: 200
Função de criação	Dependente da restrição
População inicial	Padrão []
Contagens iniciais	Padrão []
Faixa inicial	Padrão [10;10]
Seleção	
Função de seleção	Competição
Tamanho da competição	Padrão: 2
Reprodução	
Fração de cruzamento	Padrão: 0.8
Mutação	
Função de mutação	Dependente da restrição
Função de cruzamento	Intermediária
Razão	Padrão: 1.0
Migration	
Direção	Para frente
Fração	Padrão: 0.2
Intervalo	Padrão: 20
Configurações de problemas multiobjetivos	
Função de medição de distância	Padrão: @distancecrowding
Fração da população da frente de Pareto	Padrão: 0.35
Função híbrida	Nenhuma
Critérios de parada	
Gerações	5 * número de variáveis
Limite de tempo	21600 s
Limite de aptidão	Padrão: -infinito
Número mínimo de gerações	Padrão: 100
Limite de tempo de número mínimo de gerações	Padrão: infinito
Função de tolerância	Padrão: 1^{-4}

TABELA 08 – CONFIGURAÇÕES DAS OPÇÕES DE OTIMIZAÇÃO

(conclusão)

Característica	Valor
Tolerância de restrição	Padrão: 1^{-3}

Fonte: A autora (2021).

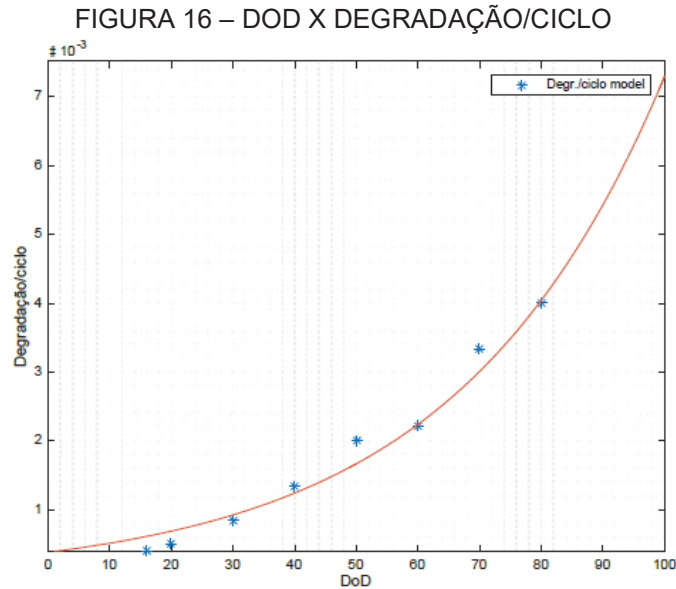
A função objetivo é descrita em detalhes no último bloco. Inicialmente são carregadas todas as variáveis fixas, determinadas a partir das informações da seção 4.3 (C_{ESS} , t_t , T), COPEL (2021) ($c_{purchase}$, c_{sell}), A. L. Paixão et al. (2021) (c_{charge} , $c_{discharge}$), Portal Solar (2019) (c_{pv}), e do trabalho de Buzzá (2020) (t_f , $D_{ciclagem}(25^\circ C)$). O intervalo de tempo foi arbitrado em 1h.

TABELA 09 – VALORES DAS VARIÁVEIS FIXAS DE OTIMIZAÇÃO

Variável	Valor
c_{pv}	0,17609 R\$/kWh
c_{charge}	0,2232 R\$/kWh
$c_{discharge}$	0,2232 R\$/kWh
$c_{purchase}$ (fora de ponta)	0,27536 R\$/kWh
$c_{purchase}$ (intermediário)	0,27536 R\$/kWh
$c_{purchase}$ (ponta)	0,43787 R\$/kWh
c_{sell} (fora de ponta)	0,27536 R\$/kWh
c_{sell} (intermediário)	0,27536 R\$/kWh
c_{sell} (ponta)	0,43787 R\$/kWh
t_t	400 dias
t_f	3650 dias
T	30°C
$D_{ciclagem}(25^\circ C)$	0,002
C_{ESS}	396 kWh
Δt	1 h

Fonte: A Autora (2021).

A curva de DoD (em %) versus degradação/ciclo está representada na Figura 16.



Fonte: Adaptado de Buzzá (2020).

A próxima etapa consiste em escrever o valor do vetor x no arquivo `ess.DSS`, para que este último faça parte da simulação da operação da microrrede. Após a criação deste arquivo é realizada a chamada do *OpenDSS* para simulação da microrrede. As informações resultantes da simulação do *OpenDSS* são exportadas em matrizes e posteriormente inseridas no *MATLAB*® por meio de arquivos `.csv`. Estes dados são tratados e organizados para possibilitar os cálculos das funções objetivo.

O cálculo da função objetivo de custo, para os casos nos quais a microrrede está conectada à rede de distribuição, foi baseado no fluxo de potência entre as duas regiões. Consequentemente apenas as parcelas $P_{purchase}^{i,t}$, $P_{sell}^{i,t}$, $c_{purchase}$, c_{sell} foram consideradas para o cálculo. Os custos de compra e de venda têm o mesmo valor porque no sistema tarifário que a microrrede opera não existe diferenciação entre eles. Por outro lado, nos casos nos quais a microrrede está operando isoladamente foram consideradas para o cálculo as parcelas $P_{pv}^{i,t}$, $P_{charge}^{i,t}$, $P_{discharge}^{i,t}$, c_{pv} , c_{charge} , $c_{discharge}$. Consideraram-se os valores de carga e de descarga da bateria como iguais.

Para o cálculo da função objetivo relativa a degradação da bateria foi necessário o cálculo do estado de carga, da profundidade de descarga e da respectiva degradação por ciclo, esta retirada da Figura 15.

No decorrer da implementação do código surgiram diversos desafios, o primeiro deles foi a implementação do valor de vetor das variáveis de decisão (vetor

x) dentro do arquivo *ess.DSS*, de forma a possibilitar a simulação da operação da microrrede e de utilizar os valores desta simulação no cálculo das funções objetivo. Isto foi resolvido através das funções *fopen*, *fprintf* e *fclose*. Outra dificuldade em relação a simulação pelo *OpenDSS* foi realizar as operações de chamada desse programa e do seu fechamento, de forma automática, pelo *MATLAB®*. A solução encontrada foi a utilização de comandos ao Windows para que este abrisse o programa (utilizando `!`) e o fechasse (utilizando `system('TASKKILL')`).

Uma situação difícil que surgiu durante as otimizações foi ajustar os limites de restrição de forma que o estado de carga do banco de bateria ficasse entre 0,2 e 0,8. Para tentar resolver esta questão diversas hipóteses foram levantadas, algumas delas focando somente na mudança dos limites de carga e descarga, outras enfocando na soma de cargas/descargas no tempo, para que nunca ultrapassassem o limite de SOC total do banco. Apesar disso, as tentativas foram infrutíferas e na seção 5.2 são apresentados resultados com o SOC transitando entre 0 e 1.

A própria utilização da função de otimização *gamultiobj* se mostrou um desafio, pois é uma função que não se tinha experiência de uso e que os materiais e exemplos pesquisados não correspondiam a complexidade do problema. Esta etapa foi superada por meio do estudo do tópico relacionado a essa função na ajuda do *MATLAB®* e pela realização de testes complementares.

Cabe destacar que a ajuda do *MATLAB®* se mostrou uma ferramenta importante para a resolução de dúvidas e implementação do código de otimização.

4.5.3 Operação da Microrrede Pós-Otimização

Após o processo de otimização pelo NSGA-II os resultados provenientes da otimização foram exportados para uma planilha eletrônica. Com o objetivo de organizar a análise determinados cenários foram previamente estabelecidos:

- Cenário 01: sistema base (sem otimização);
- Cenário 02: menor soma de custo e de degradação (com otimização);
- Cenário 03: maior valor de custo e menor valor de degradação (com otimização);

- Cenário 04: menor valor de custo e maior valor de degradação (com otimização);
- Cenário 05: maior soma de custo e de degradação (com degradação).

Ressalta-se que as somas que resultam nos cenários 02 e 05 foram realizadas considerando os valores normalizados de resposta das funções objetivo. O conjunto de resultados da otimização foram organizados de forma a identificar quais pares atendiam aos cenários supracitados. Posteriormente, extraíram-se do *MATLAB*® os vetores de decisão referentes a cada cenário e estes vetores foram adicionados a arquivos *ess.DSS* do *OpenDSS*, substituindo a curva de despacho pelos elementos do vetor *x*, originados da otimização. Dependendo da otimização, alguns cenários corresponderam ao mesmo conjunto de resultados, por exemplo, o cenário 04 com o cenário 05.

A próxima etapa consistiu na simulação de cada cenário no *OpenDSS*, na qual foram retiradas as informações referentes a fluxo de potência nas linhas, potência da bateria, configurações da bateria, tensões e potências nas barras, dentre outros. A partir destes dados foram elaboradas as formas de onda apresentadas no Capítulo 05.

4.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente capítulo teve o intuito de apresentar desenvolvimento da metodologia utilizada nesta pesquisa. Apresentou-se o desenvolvimento da função objetivo, as características da rede de distribuição e da microrrede, as ferramentas computacionais utilizadas e os parâmetros empregados durante as simulações de operação da rede e para a otimização multiobjetivo.

Apesar dos esforços para implementar a otimização em cenários nos quais a microrrede opera ilhada, ocorreram problemas no desenvolvimento do código no *MATLAB*® e não foi possível obter os resultados esperados.

Ademais, devido a pandemia de COVID-19, não foi possível implementar a metodologia descrita nesta seção em uma microrrede real.

5 ANÁLISE DOS RESULTADOS E DISCUSSÃO

O presente capítulo tem o intuito de apresentar e discutir os resultados encontrados durante o desenvolvimento do presente trabalho. A estrutura desse capítulo consiste na análise da operação da microrrede antes da otimização e na análise da operação da microrrede após a otimização, sendo que as análises são realizadas tanto para operação conectada à rede quanto para a operação isolada.

Em todas as simulações foram retiradas informações dos seguintes pontos da rede de distribuição e da microrrede:

- Potência ativa na linha entre as barras 670 e 671 (rede de distribuição);
- Potência ativa na linha entre as barras 692 e 675 (microrrede);
- Tensão na barra 671 (rede de distribuição);
- Tensão na barra 692 (microrrede, onde está instalado o banco de baterias);
- Tensão na barra 675 (microrrede, onde está instalado o do conjunto de módulos fotovoltaicos);
- Potência ativa nos terminais do banco de baterias;
- Tensão nos terminais do banco de baterias;
- Variáveis de estado do banco de baterias.

Estes pontos estão destacados nas Figuras 13 e 14 (seção 4.3) e escolhidos por serem elementos importantes no sistema e por serem indicadores dos impactos do controle de despacho do banco de baterias.

Nos gráficos com as formas de onda relativas a tensões o eixo y corresponde ao valor da tensão de linha.

As medições serão analisadas utilizando o módulo 08 do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional). Este módulo foi elaborado pela ANEEL e diz respeito aos requisitos necessários de qualidade de energia em sistemas de distribuição no Brasil. Os critérios do PRODIST utilizados neste capítulo são o de desequilíbrio de tensão (Tabela 09) e tensão no ponto de conexão (Tabela 10). Considerando a tensão nominal de 13,8 kV o limite para desequilíbrio de tensão é de 2,0% e a faixa de tensão de atendimento adequada é entre 12,83 kV e 14,49 kV.

TABELA 10 – LIMITES PARA OS DESEQUILÍBRIOS DE TENSÃO

Indicador	Tensão nominal	
	$V_n \leq 1,0 \text{ kV}$	$1,0 \text{ kV} < V_n < 230,0 \text{ kV}$
FD95%	3,0%	2,0%

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (2020).

TABELA 11 – PONTOS DE CONEXÃO EM TENSÃO NOMINAL SUPERIOR A 1 KV E INFERIOR A 69 KV

Tensão de atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL \leq 0,93TR$
Crítica	$TL < 0,90 TR \text{ ou } TL > 1,05TR$

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (2020).

Ressalta-se que nas simulações a operação do sistema foi considerada como em regime permanente e que não é foco deste trabalho estudos sobre variações de frequência nem sobre distorções harmônicas.

Finalizando o capítulo, os valores de custo e de degradação de bateria serão comparados entre os cenários 0, A (1), 2, 3, 4 e 5. Além disso serão feitas considerações gerais finais sobre os resultados obtidos.

5.1 OPERAÇÃO DA MICRORREDE PRÉ-OTIMIZAÇÃO

Nesta etapa foram estipulados 04 cenários que refletem diferentes operações da rede de distribuição e da microrrede, os quais são descritos a seguir:

- Cenário 0: a rede de distribuição sem geração fotovoltaica e sem sistemas de armazenamento de energia operando durante 24 horas (na prática, sem microrrede);
- Cenário A: a microrrede operando as 24 horas conectada à rede de distribuição;

- Cenário B: a microrrede operando ilhada entre 18h e 21h, no período de ponta;
- Cenário C: a microrrede operando ilhada entre 12h e 15h, no período do pico de geração de energia fotovoltaica.

Cada um dos cenários foi simulado no OpenDSS e as discussões estão divididas por tópicos. Como a curva de despacho do banco de baterias é fixa, não serão feitos comentários nesta seção sobre potência, tensão e estado de carga do banco de baterias. Informações sobre o módulo fotovoltaico também não serão comentadas, pois sua curva de geração é fixa e nenhum das suas características (potência, tensão) será otimizada ou sofrerá alterações pelos outros elementos do sistema.

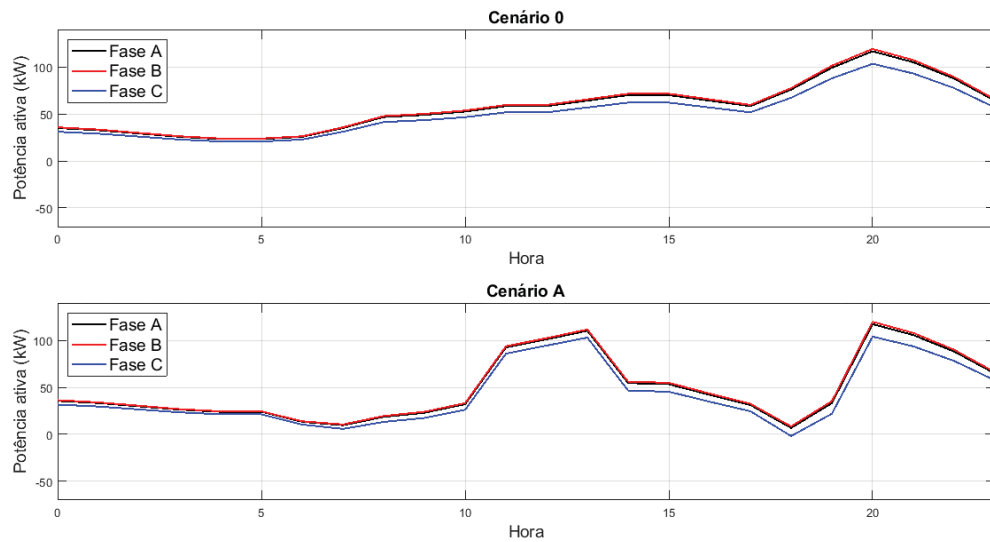
5.1.1 Fluxo de Potência

A primeira parte da análise será feita considerando-se a operação da microrrede conectada à rede de distribuição.

Visando a comparação entre o cenário 0 e o cenário A foi elaborado o gráfico com o fluxo de potência entre as barras 670 e 671, as quais localizadas na rede de distribuição a montante da região da microrrede. Esta linha faz parte do tronco principal da rede de distribuição e a maior parte da potência consumida pelas cargas do sistema passa por este trecho, pois as cargas se concentram nas barras localizadas a jusante desta linha.

A Figura 17 apresenta o fluxo de potência entre as barras 670 e 671.

FIGURA 17 – FLUXO DE POTÊNCIA NA LINHA ENTRE AS BARRAS 670 E 671

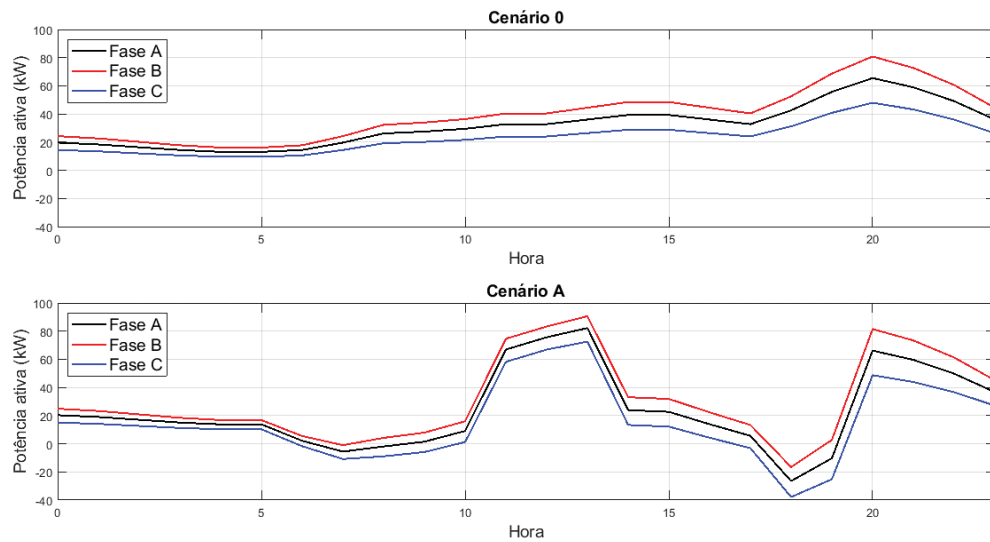


FONTE: A autora (2021).

Observando-se a Figura 17, o fluxo de potência na linha para o cenário 0 é sempre em direção a jusante, suave, com leve pico as 20h que é o horário do pico de demanda. Já no cenário A o fluxo de potência segue o comportamento da geração fotovoltaica enquanto existe a produção de potência pelos módulos. Também se verifica o aumento do valor da potência conforme se aproxima do final do dia, pois é o período no qual a demanda das cargas alcança o seu pico. É um comportamento com mais picos ao decorrer do período.

A linha entre as barras 671 e 692 é a responsável pela conexão da região onde será determinada a microrrede à rede de distribuição.

FIGURA 18 – FLUXO DE POTÊNCIA NA LINHA ENTRE AS BARRAS 671 E 692

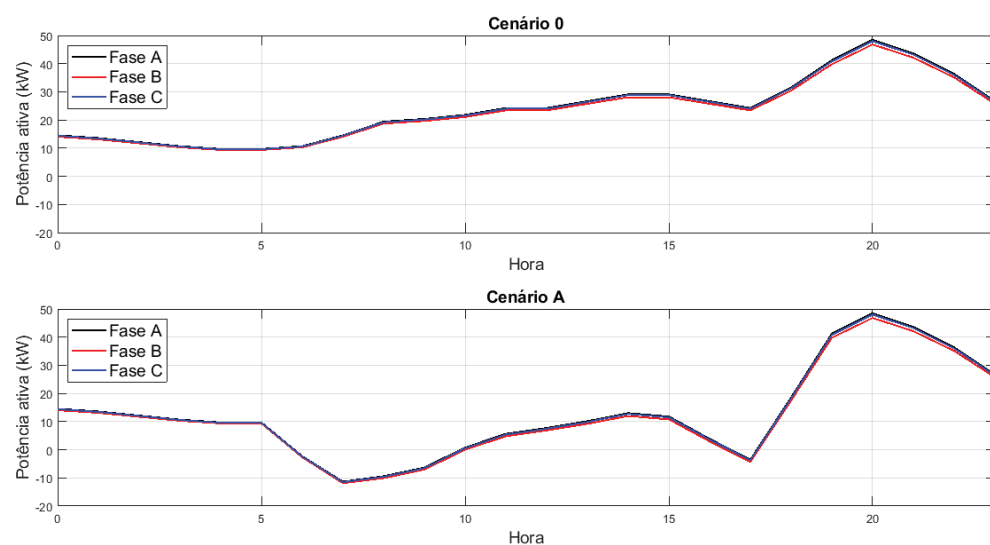


FONTE: A autora (2021).

Analisando a Figura 18 com a Figura 17 observa-se uma mudança no fluxo de potência, pois nesta última o fluxo é unidirecional, da barra 671 para 692, devido a barra 692 estar distante da subestação. Contudo no cenário atual, além do fluxo existente, surge o fluxo no sentido inverso devido a instalação da geração fotovoltaica e do banco de baterias na microrrede.

Por fim, o fluxo de potência entre as barras 692 e 675, as quais localizadas na microrrede, está ilustrado na Figura 19. Esta linha é interna a microrrede.

FIGURA 19 – FLUXO DE POTÊNCIA NA LINHA ENTRE AS BARRAS 692 E 675



FONTE: A autora (2021).

Observa-se que a curva de fluxo de potência no cenário 0 possui forma semelhante aos dos demais trechos da rede. Porém no cenário A se verifica a inversão do fluxo devido a instalação da geração fotovoltaica na barra 675. A geração fotovoltaica alimenta as cargas existentes na barra 692, outras cargas na rede de distribuição e em determinadas situações carrega o banco de baterias.

Para quase todos os cenários o fluxo de potência segue o padrão da curva diária de carga e seu comportamento é complementar ao de tensão.

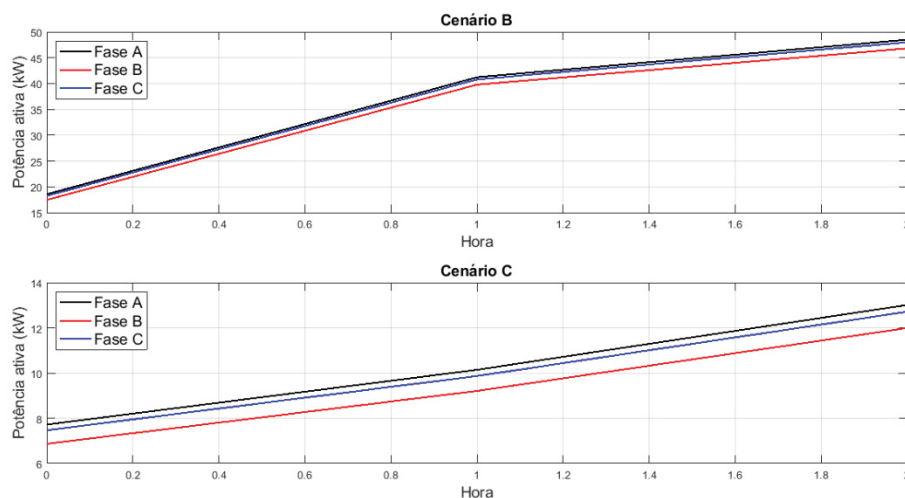
Excluindo a linha dentro da microrrede, em todas as outras se verificou a diminuição na magnitude do fluxo de potência. Isso se deve a existência da própria microrrede, pois a geração fotovoltaica e o banco de baterias suprem a carga localizada dentro da microrrede. Por este motivo, menos potência é demandada e conseqüentemente transmitida pela subestação.

A parte final da análise consiste na operação da microrrede ilhada, em dois intervalos diferentes: das 18h às 21h (cenário B) e das 12h até as 15h (cenário C). Para ambos cenários, no modo conectado, o comportamento da rede de distribuição e da microrrede são iguais aos verificados no cenário A, dessa maneira, somente será discutido o período de ilhamento.

Na situação de ilhamento da microrrede o conjunto de módulos fotovoltaicos segue o perfil de tensão da barra de referência (692), enquanto que a potência segue a curva previamente especificada.

A Figura 20 apresenta o fluxo de potência entre as barras 692 e 675.

FIGURA 20 – FLUXO DE POTÊNCIA NA LINHA ENTRE AS BARRAS 692 E 675



FONTE: A autora (2021).

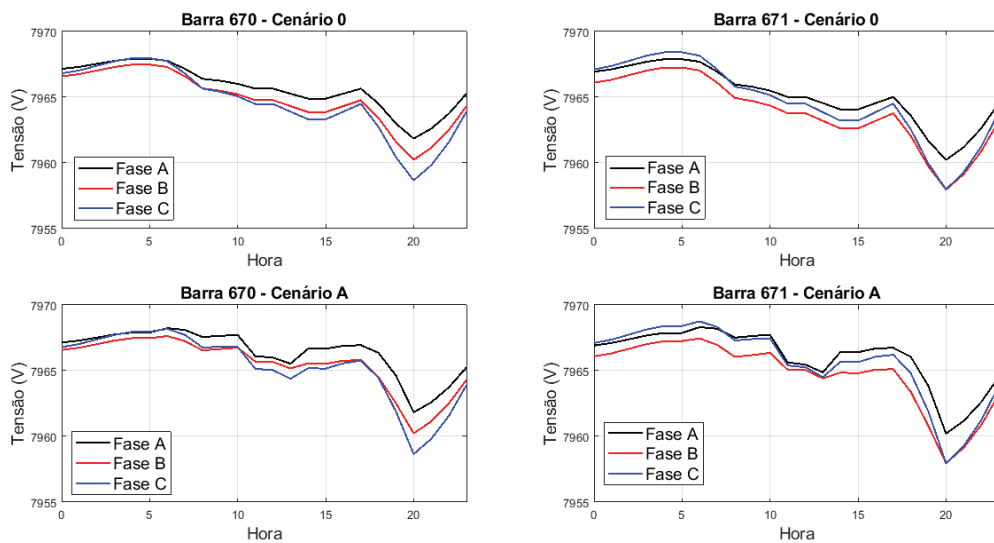
A Figura 20, para o cenário B, ilustra o aumento do fluxo de potência da barra 692 para 675, porque as cargas da barra 675 estão sendo alimentadas pelo banco de baterias alocado na barra 692, já que neste período a geração fotovoltaica não produz energia elétrica. Neste cenário, o banco de baterias se apresenta como a única opção para suprir a demanda das cargas da microrrede.

5.1.2 Tensão nas Barras

Primeiramente serão apresentadas as formas de onda nos cenários onde a microrrede trabalha conectada à rede, ao final da seção serão mostradas as formas de onda nos cenários nos quais a microrrede trabalha ilhada.

A Figura 21 expõe a tensão nas barras 670 e 671 para os cenários 0 e A.

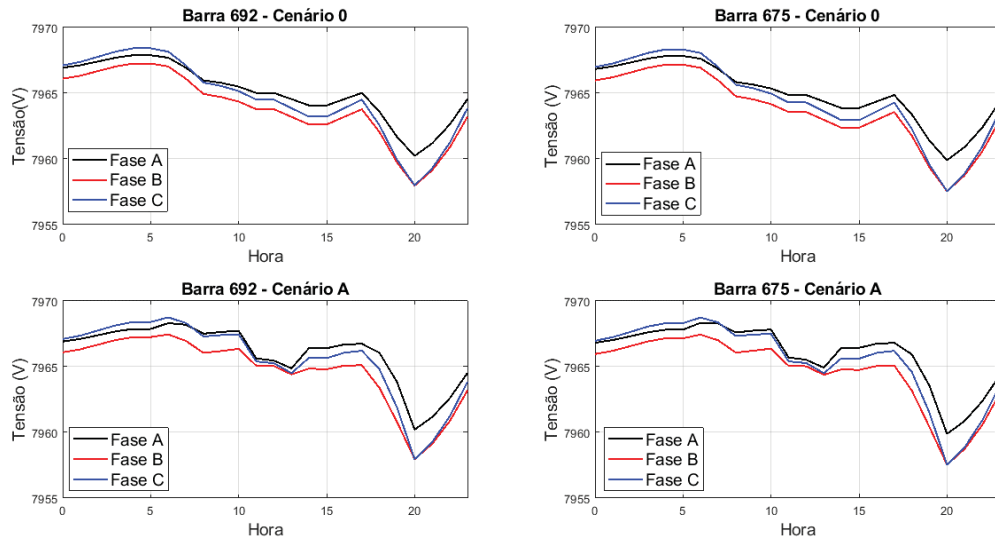
FIGURA 21 – TENSÃO NAS BARRAS 670 E 671



FONTE: A autora (2021).

A Figura 22 representa as formas de onda relativa a tensão nas barras 692 e 675.

FIGURA 22 – TENSÃO NAS BARRAS 692 E 675



FONTE: A autora (2021).

Verifica-se nas medições de tensão que elas seguem um padrão diário nos pontos considerados, aumentando a tensão nos momentos de carga leve e diminuindo a tensão nos períodos de maior demanda de carga.

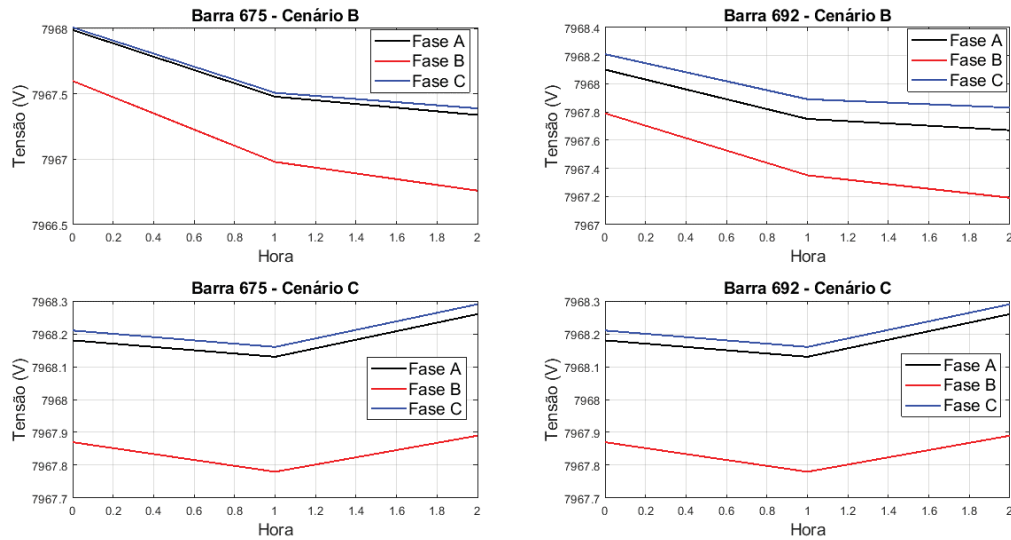
Com a implementação da microrrede se observam alguns picos/declínios de tensão durante o funcionamento da geração fotovoltaica, pois neste período de tempo uma parte da energia gerada está sendo absorvida pelo banco de baterias.

Analisando o conjunto de formas de onda obtidos no cenário A se observa que o perfil de tensão para todos os elementos do sistema é o mesmo, com valores próximos a 7,97 kV no período de geração fotovoltaica (final da manhã e início da tarde) e redução acentuada a partir das 18h, período no qual a demanda das cargas aumenta. Além disso, observa-se a mudança no formato da curva no horário de pico de geração fotovoltaica (entre 10h e 15h) e no horário de descarga da bateria (entre 18h e 21h).

Em relação aos critérios do PRODIST, observou-se que os valores de tensão estão dentro dos limites estipulados tanto para desequilíbrio de tensão e estão na faixa adequada de tensão de atendimento.

Finalizando a análise, a Figura 23 ilustra as formas de onda de tensão nas barras 692 e 675 quando a microrrede opera ilhada.

FIGURA 23 – TENSÃO NAS BARRAS 692 E 675



FONTE: A autora (2021).

A tensão se comporta conforme a demanda por cargas, como o cenário B representa o período do dia de maior demanda, o valor de tensão diminui conforme o intervalo de análise chega ao final. Por outro lado, no cenário C se observa um leve aumento do valor de tensão, devido ao pico da geração fotovoltaica e menos demanda proveniente das cargas.

Ao se analisar as medições de tensão pelos critérios do PRODIST, se conclui que os critérios estão sendo cumpridos.

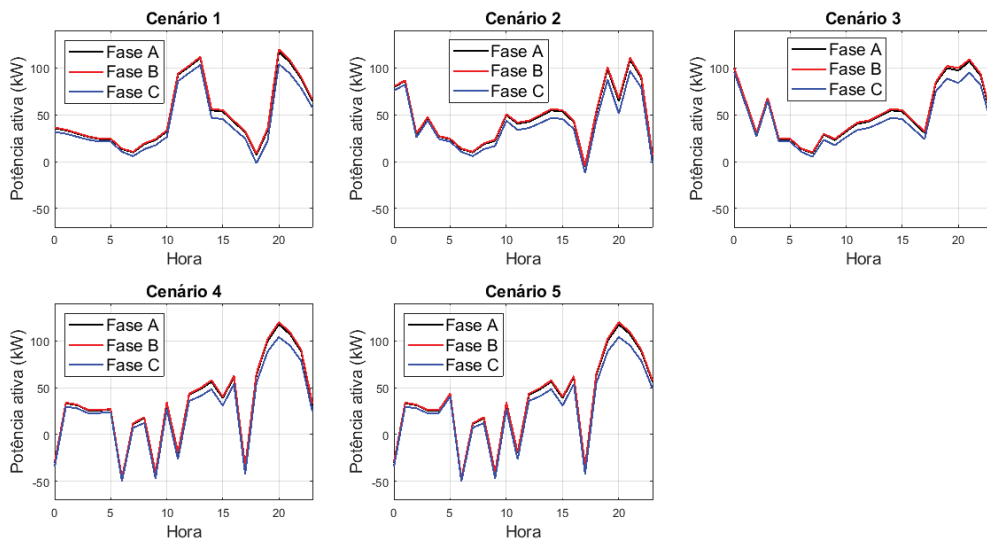
5.2 OPERAÇÃO DA MICRORREDE PÓS-OTIMIZAÇÃO

Conforme explicado na seção 4.5.2, a otimização teve como restrição os limites de carga e descarga do banco de baterias. As formas de onda apresentadas nesta seção são resultantes da simulação quando os limites de despacho da bateria estão entre -1 e 1 e a microrrede está operando conectada à rede durante 24 horas.

5.2.1 Fluxo de Potência

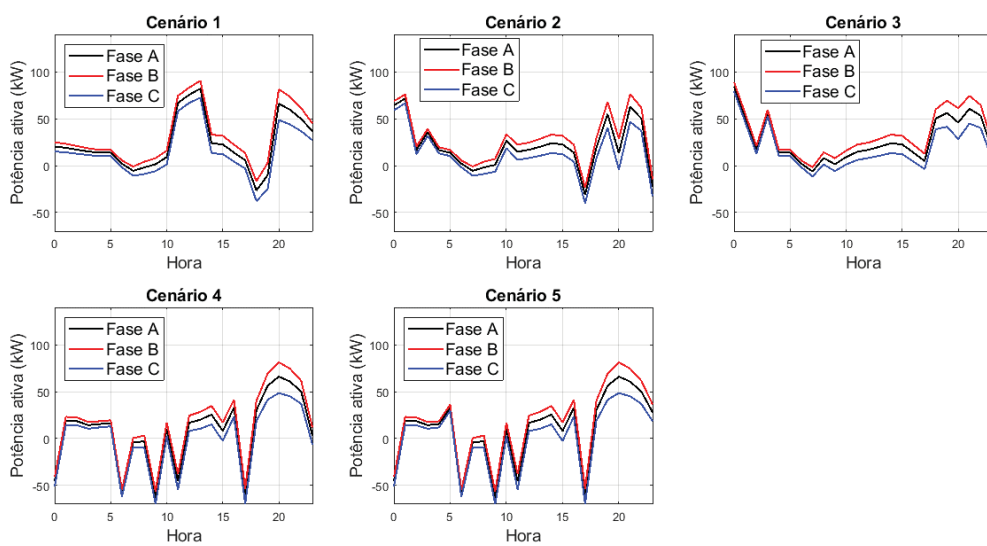
A Figura 24 apresenta o fluxo de potência entre as barras 670 e 671, por sua vez a Figura 25 ilustra o fluxo entre as barras 671 e 692 e, finalmente, a Figura 26 expõe o fluxo de potência entre as barras 692 e 675.

FIGURA 24 – FLUXO DE POTÊNCIA NA LINHA ENTRE AS BARRAS 670 E 671



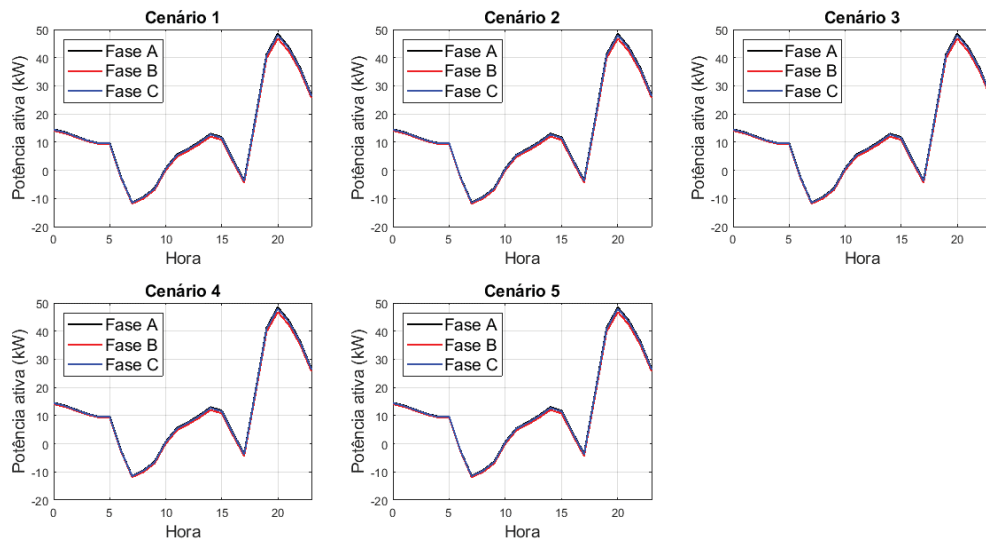
FONTE: A autora (2021).

FIGURA 25 – FLUXO DE POTÊNCIA NA LINHA ENTRE AS BARRAS 671 E 692



FONTE: A autora (2021).

FIGURA 26 – FLUXO DE POTÊNCIA NA LINHA ENTRE AS BARRAS 692 E 675



FONTE: A autora (2021).

Observa-se que com a otimização, existe uma inversão no fluxo de potência entre a rede de distribuição e a microrrede, devido a alimentação das cargas pela geração fotovoltaica e pelo banco de baterias. Esse comportamento é mais visível nos cenários onde a degradação da bateria é alta. Também se verifica que a forma de onda do fluxo de potência fora da microrrede se assemelha com a onda de carga/descarga do banco de baterias.

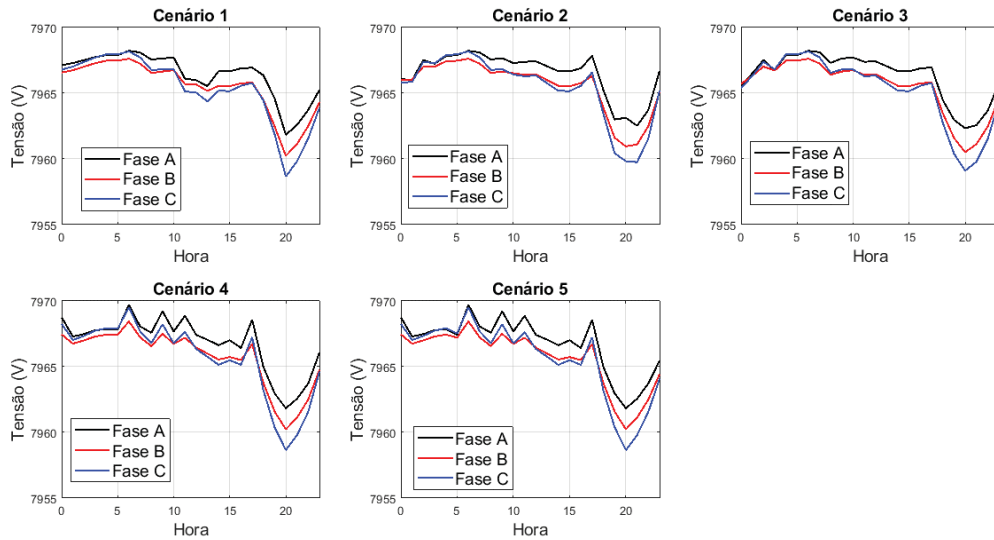
Como pode ser verificado na Figura 26, não existiu mudança nem os valores nem no comportamento da curva, independentemente do cenário analisado.

Isto se deve a operação da microrrede ser análoga a de um banco de capacitores, afetando unicamente os elementos que estão fora da sua região de atuação. Neste caso, a microrrede altera o comportamento dos elementos da rede de distribuição.

5.2.2 Tensão nas Barras

As figuras a seguir representam as formas de onda de tensão nas barras 670, 671, 675 e 692.

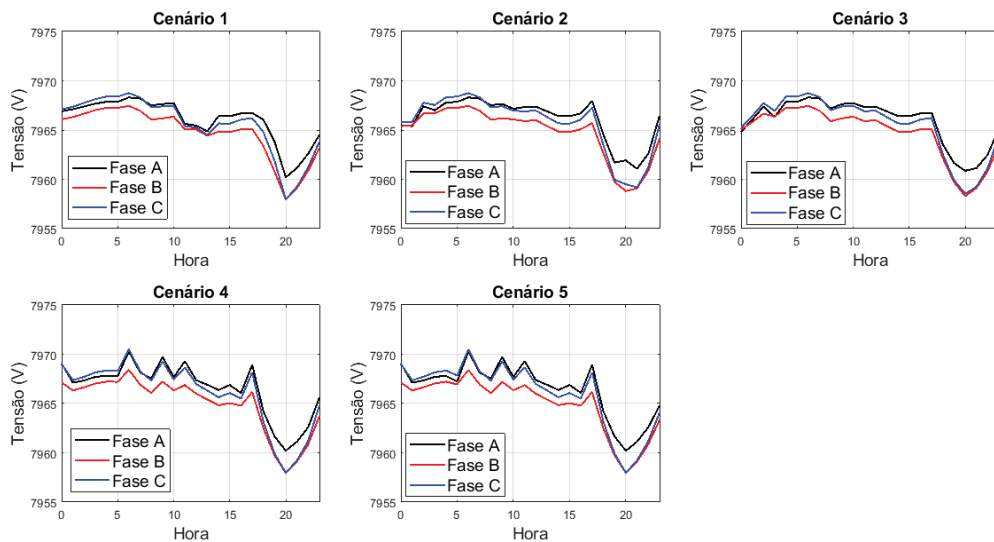
FIGURA 27 – TENSÃO NA BARRA 670



FONTE: A autora (2021).

Verifica-se que todas as barras possuem o mesmo perfil de tensão, valores elevados nos períodos de carga leve e uma decaída na tensão quando existe maior demanda de carga.

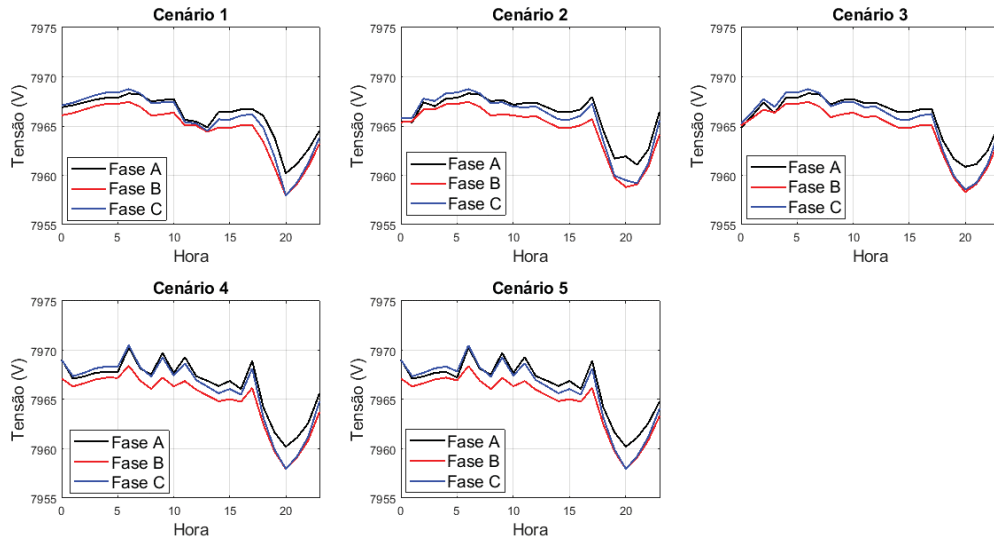
FIGURA 28 – TENSÃO NA BARRA 671



FONTE: A autora (2021).

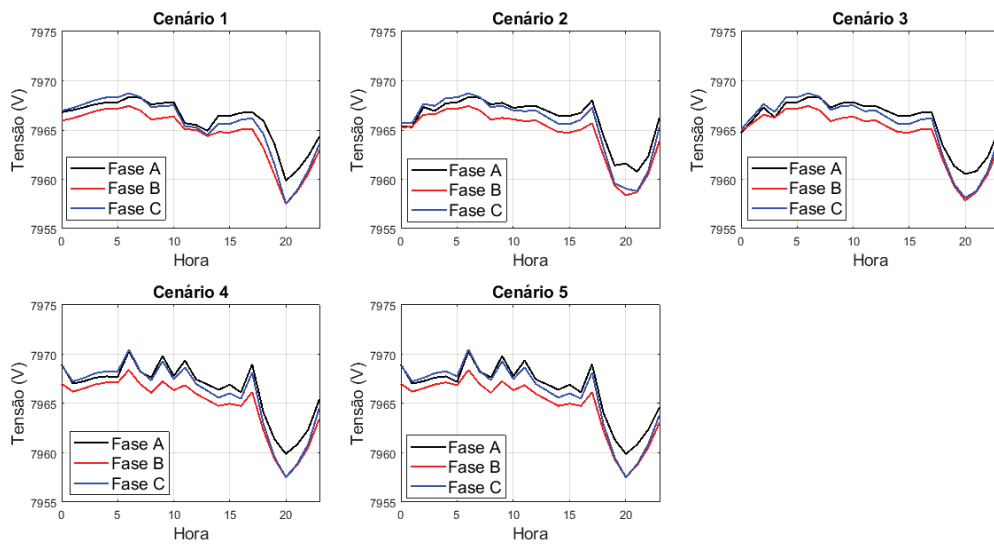
Nos cenários 02 e 03 observa-se uma variação de tensão mais suave, já que a bateria é menos requisitada. Por outro lado, nos cenários 04 e 05 observam-se diversos picos de tensão, especialmente durante períodos de descarga da bateria.

FIGURA 29 – TENSÃO NA BARRA 692



FONTE: A autora (2021).

FIGURA 30 – TENSÃO NA BARRA 675



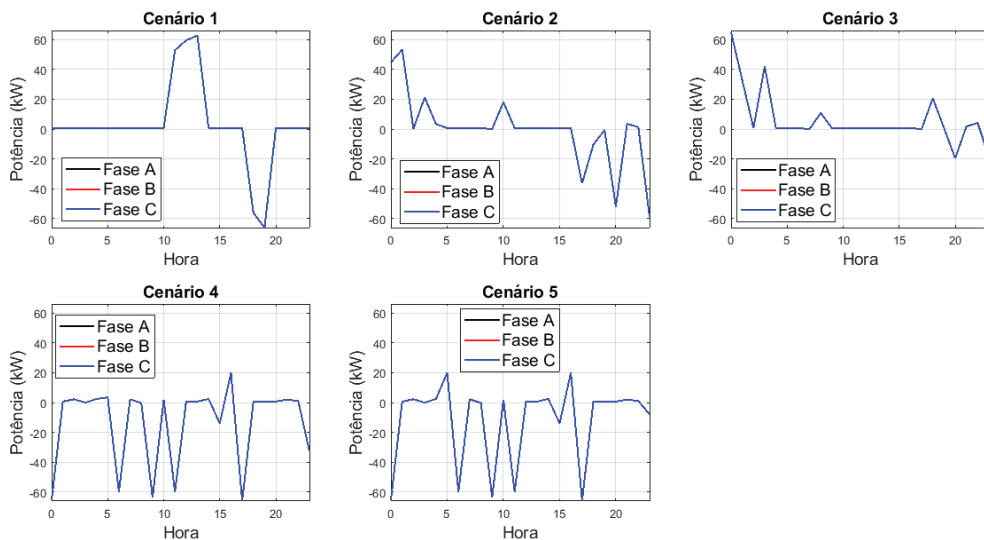
FONTE: A autora (2021).

Em relação aos critérios do PRODIST, novamente observou-se que os valores de tensão estão dentro dos limites estipulados tanto para desequilíbrio de tensão e estão na faixa adequada de tensão de atendimento.

5.2.3 Potência de Carga/Descarga do Banco de Baterias

Analisando a Figura 31 constata-se que o comportamento da curva de despacho do banco de baterias é semelhante nos cenários que possuem valores parecidos de degradação. Por exemplo, nos cenários 04 e 05 observam-se mais momentos de despacho e poucos momentos de repouso da bateria, sendo que justamente são cenários nos quais o valor de degradação da bateria é maior. Nos cenários de valores menores de degradação existem mais episódios de carga da bateria e da sua não operação (inativa).

FIGURA 31 – POTÊNCIA DE CARGA/DESCARGA DO BANCO DE BATERIAS



FONTE: A autora (2021).

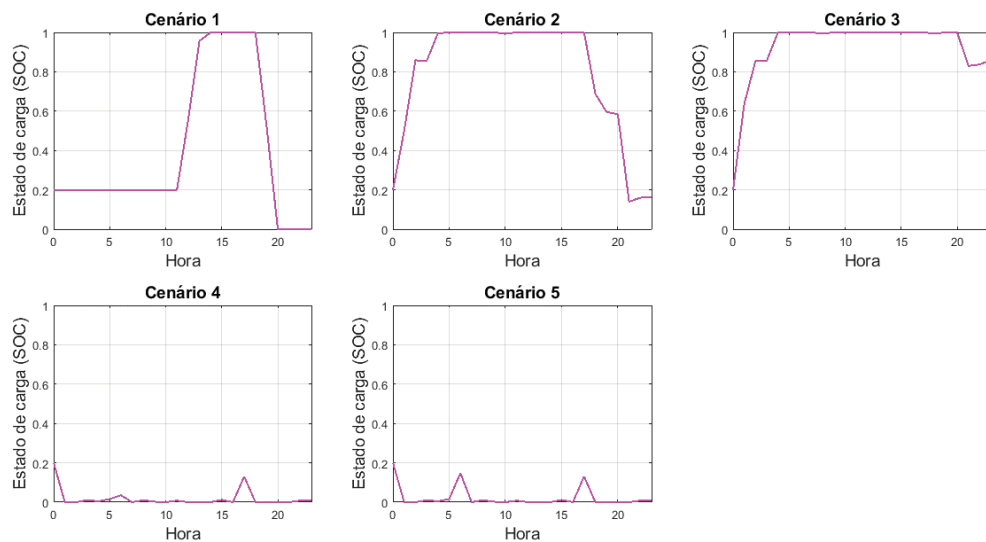
5.2.4 Estado de Carga (SOC) do Banco de Baterias

O estado de carga de uma bateria é a capacidade remanescente disponível em determinado momento, expressa como uma porcentagem da capacidade nominal. Para um funcionamento adequado e aumento da vida útil da bateria, o ideal seria a operação da bateria entre 0,2 e 0,8, de forma a evitar a descarga total da bateria e deslocamento de carga/descarga de grande extensão (BUZZÁ, 2020).

Conforme pode ser verificado na Figura 32, nos cenários com valores mais baixos de degradação o banco de baterias manteve o SOC em valores altos, principalmente em 1. Ao contrário, nos cenários 04 e 05 onde o valor de degradação é maior, seu SOC é igual a 0 durante a maior parte do dia.

Cabe lembrar que em todos os cenários o SOC inicial é de 20% pois foi estipulado na configuração do banco de baterias nas simulações do *OpenDSS*.

FIGURA 32 – ESTADO DE CARGA (SOC) DO BANCO DE BATERIAS

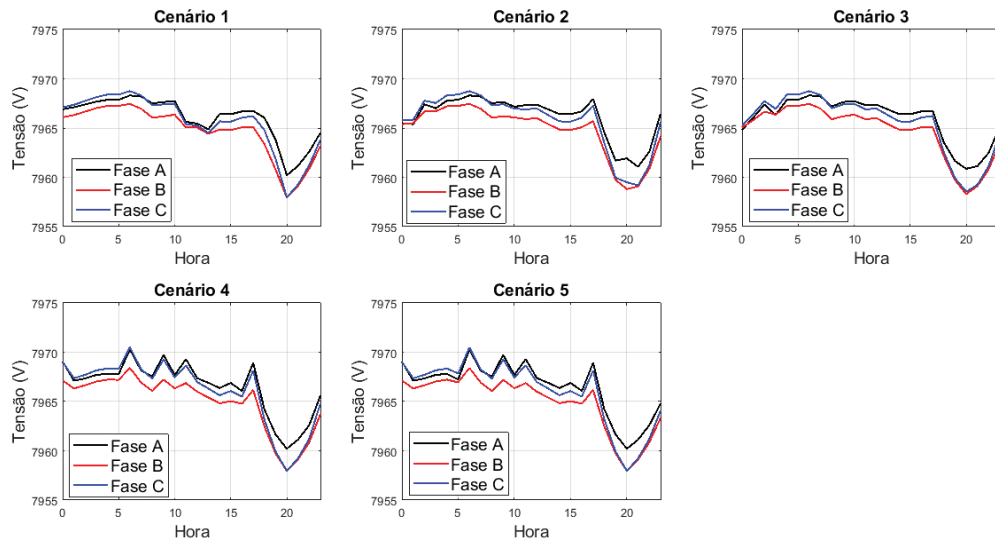


FONTE: A autora (2021).

5.2.5 Tensão nos Terminais do Banco de Baterias

O perfil de tensão nos terminais do banco de baterias é o mesmo verificado na barra na qual está instalado (692). Por este motivo, os valores de tensão atendem aos critérios do PRODIST, pois estão dentro dos limites estipulados para desequilíbrio de tensão e estão na faixa adequada de tensão de atendimento.

FIGURA 33 – TENSÃO NOS TERMINAIS DO BANCO DE BATERIAS



FONTE: A autora (2021).

5.3 VALORES DE CUSTO E DE DEGRADAÇÃO

Nesta seção são discutidos os valores de custo e de degradação da bateria resultantes do processo de otimização pelo *MATLAB*®. O cenário A e o cenário 1 são os mesmos. Estes valores estão na Tabela 12 onde são comparados com os valores obtidos nos sistemas sem otimização, conforme o cenário.

TABELA 12 – VALORES DE CUSTO E DE DEGRADAÇÃO DA BATERIA POR CENÁRIO

Cenário	Custo diário (R\$)	Degradação da bateria
0	707,07	-
A (1)	476,62	0,1551
2	406,64	0,1664
3	578,59	0,1558
4	169,19	0,8470
5	203,27	0,8468

Fonte: A autora (2021).

De acordo com os valores apresentados na Tabela 12, a otimização não conseguiu minimizar as duas funções objetivo simultaneamente, quando o custo diminuía a degradação aumentava e vice-versa.

Analisando somente os valores de custo, o cenário 0 é o mais dispendioso enquanto que o cenário 4 apresentou menor custo com redução de 76,07% em relação ao cenário 0 e 14,68% em relação ao cenário A. Em relação aos valores de degradação, nenhum cenário de otimização conseguiu um valor menor que o cenário com microrrede sem otimização (cenário A). O melhor cenário otimizado retornou um valor de degradação de 0,1558, 4,5% a mais que o cenário A. Quando se avalia genericamente o conjunto, a alternativa mais viável é a apresentada pelo cenário 2, com redução de custo de 14,68 % e aumento de 7,28 % na degradação, ambos em relação ao cenário A.

A escolha do melhor conjunto pode sofrer alterações se outros fatores forem considerados, já que para o cálculo do custo não foram considerados custos relativos ao banco de baterias nem aos painéis fotovoltaicos.

5.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foram apresentados os resultados obtidos na simulação da operação da microrrede e da rede de distribuição pelo *OpenDSS*, tanto pré-otimização quanto pós-otimização. Da mesma forma, foram expostos os resultados das funções objetivo otimizadas. Posteriormente discutiu-se tanto as formas de onda quanto os valores de custo e degradação resultantes das simulações.

Por fim, como não foi possível a otimização da microrrede operando de forma isolada, as formas de onda da operação pós-otimização não foram obtidas, nem os custos e a degradação de bateria para os cenários B e C calculados.

6 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

A conscientização da sociedade acerca dos fatores ambientais, a busca por maior autonomia na produção e consumo de energia, além da facilidade de acesso a tecnologias resultaram na disseminação da geração distribuída. Neste cenário as microrredes surgem como alternativa viável e segura para a utilização destas fontes de energia, devido as suas características de operação. Para a sua devida operação, se faz necessário o seu planejamento por meio da determinação dos pontos ótimos de funcionamento do sistema. Isto é atingido por meio da otimização da operação da microrrede via otimização.

Diante da variedade de métodos para otimização, os métodos meta-heurísticos se apresentam como ferramentas promissoras a resolução de problemas de otimização multiobjetivo, por suas características de funcionamento. Neste conjunto se destacam os métodos evolucionários, amplamente estudados e empregados pelos pesquisadores nestes tipos de problemas. Um destes métodos, o NSGA-II, possui características na sua execução que possibilitam a sua utilização para resolver problemas multiobjetivo em microrredes: eficiência, menor capacidade computacional para ser executado e facilidade em ser implementado. Além das suas características, o NSGA-II é um algoritmo validado e experimentado pela comunidade científica.

Conforme levantado no decorrer deste trabalho, diversos estudos sobre otimização de redes foram desenvolvidos, a maioria com o intuito de minimizar os custos e as emissões de poluentes. Nestes estudos, foram utilizadas diversas ferramentas matemáticas (por exemplo: técnicas estocásticas); modelagens, como incertezas da geração por fontes renováveis ou da curva de carga diárias. Observou-se a importância da devida descrição e modelagem da rede de distribuição e da microrrede a serem analisadas, para representar a situação real de operação da forma mais fiel possível.

Na elaboração da modelagem, foram considerados elementos da mais próximos da realidade local como estrutura tarifária, tipo de geração, características da rede de distribuição, custos, dentre outros. Pretendeu-se desenvolver um modelo que contemplasse tanto um objetivo clássico, redução de custos, quanto um objetivo técnico, a preservação da vida útil das baterias. Neste último aspecto utilizou-se uma

abordagem diferente, visando uma análise mais aprofundada do modelo de degradação de baterias.

A metodologia proposta se mostrou adequada para operação da microrrede conectada à rede por 24 horas. Contudo, devido a pandemia de COVID-19, não foi possível a utilização da otimização baseada em NSGA-II em uma microrrede real. A análise desta otimização em uma microrrede real é uma sugestão para uma nova pesquisa. Para a operação ilhada da microrrede não se obteve sucesso na implementação da otimização, aspecto que pode ser explorado em trabalhos futuros.

Outras pesquisas podem ser iniciadas a partir deste trabalho, por exemplo, a utilização do modelo completo de degradação de baterias proposto por Buzzá (2020) ou outro modelo. Outra abordagem que pode ser empregada é calcular o melhor horário para ilhar a microrrede, conforme critérios previamente estipulados. Também é interessante a possibilidade de utilizar outros métodos de otimização, como lógica *fuzzy* ou redes neurais, para resolver as funções objetivo propostas nesta dissertação. Por fim, em futuros trabalhos é possível considerar as diversas incertezas presentes na operação de uma microrrede, como a encontrada na geração fotovoltaica.

REFERÊNCIAS

- A. L. PAIXÃO, B.; I. BRANDÃO, D.; T. D. FERNANDES, N.; M. LOPES, B.; UTURBEY, W. Comparação de Vida Útil entre Bancos de Baterias de Íon-Lítio e Chumbo-ácido no Contexto da Compensação de Energia com Fotovoltaicos e Tarifa Branca. In: Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, 2021. Campinas. **Anais...** Sociedade Brasileira de Automática, 2021. Disponível em: <https://www.sba.org.br/open_journal_systems/index.php/sbse/article/view/2153>. Acesso em 25 ago. 2021.
- ABIDO, M. A. A niched Pareto genetic algorithm for multiobjective environmental/economic dispatch. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 25, n. 2, p. 97–105, 2003. Disponível em: <[https://doi.org/10.1016/S0142-0615\(02\)00027-3](https://doi.org/10.1016/S0142-0615(02)00027-3)>. Acesso em: 23 ago 2019.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica**. 12o ed. Brasília, 2011. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/Módulo_8-Revisão_12/342ff02a-8eab-2480-a135-e31ed2d7db47>. Acesso em: 03 mar. 2021..
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Aneel bate meta de expansão da matriz elétrica em 2021, três meses antes do previsto**. Brasília, 2021. Disponível em: <<http://bit.ly/3ilB05i>>. Acesso em: 02 out. 2021.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA (ABSOLAR). **Informações atualizadas sobre energia solar fotovoltaica no Brasil**. São Paulo, 2021. Disponível em: <<http://www.absolar.org.br/mercado/infográfico/>>. Acesso em: 02 out. 2021.
- BUZZA, A. L. **Modelo de Degradação de Baterias para Operação em Sistemas Isolados com Integração de Fontes de Energia Renováveis**. 79 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, 2021.
- CANADIAN SOLAR. **BiKu MODULE- New generation bifacial module**. Ontário, 2019a. Disponível em: <https://www.canadiansolar.com.br/la/knowledge-base/en_canadian_solar-datasheet-biku_cs3u-mb-ag_v5-61/>. Acesso em: 25 out. 2020.
- CANADIAN SOLAR. **Inversor de string trifásico de 15-30 kW**. Ontário, 2019b. Disponível em: <[canadiansolar.com.br/la/knowledge-base/trifasicos-220v-01-2020-2/](https://www.canadiansolar.com.br/la/knowledge-base/trifasicos-220v-01-2020-2/)>. Acesso em: 25 out. 2020.
- CITORES, L.; CORCHERO, C.; et al. A stochastic programming model for the tertiary control of microgrids. In: 2015 12th International Conference on the European Energy Market (EEM), 2015. Lisboa. **Anais...** IEEE, 2015. Disponível em: <<https://doi.org/10.1109/EEM.2015.7216761>>. Acesso em: 18 mai. 2019.

COELLO COELLO, C. A.; LAMONT, G. B.; VAN VELDHUIZEN, D. A. **Evolutionary Algorithms for Solving Multi-Objective Problems**. 2º ed. Nova Iorque: Springer, 2007.

COELLO COELLO, C. A.; PULIDO, G. T. Multiobjective Optimization using a Micro-Genetic Algorithm. In: GECCO'01 Proceedings of the 3rd Annual Conference on Genetic and Evolutionary Computation, 2001, São Francisco. **Anais...** São Francisco: Morgan Kaufmann Publishers Inc., 2001, p.274–282. Disponível em: <<https://dl.acm.org/doi/10.5555/2955239.2955288>>. Acesso em: 23 ago. 2019.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA ELÉTRICA (COPEL). **Copel e Itaipu colocam microrrede em operação no oeste do PR**. Curitiba, 2021. Disponível em: <<http://www.copel.com/hpcweb/copel-e-itaipu-colocam-microrrede-em-operacao-no-oeste-do-pr>>. Acesso em: 02 out. 2021.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA (COPEL). **Taxas e Tarifas**. Curitiba, 2020. Disponível em: <www.copel.com/hpcweb/copel-distribuicao/taxas-tarifas>. Acesso em: 04 out. 2021.

DEB, K.; MEMBER, A.; PRATAP, A.; AGARWAL, S.; MEYARIVAN, T. A fast and elitist multi-objective genetic algorithm: NSGAII. **IEEE TRANSACTIONS ON EVOLUTIONARY COMPUTATION**, v. 6, n. 2, p. 182–197, 2002. Disponível em: <<https://doi.org/10.1109/4235.996017>>. Acesso em: 23 ago. 2019.

DEIHIMI, A.; ZAHED, B. K.; IRAVANI, R. An interactive operation management of a micro-grid with multiple distributed generations using multi-objective uniform water cycle algorithm. **Energy**, v. 106, p. 482–509, 2016. Elsevier. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.03.048>>. Acesso em: 14 jul. 2019.

ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE. **About OpenDSS**. Disponível em: <<https://www.epri.com/#/pages/sa/opensdss?lang=en>>. Acesso em: 06 abr. 2020.

ELSIED, M.; OUKAOUR, A.; GUALOUS, H.; HASSAN, R. Energy management and optimization in microgrid system based on green energy. **Energy**, v. 84, p. 139–151, 2015. Elsevier. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.02.108>>. Acesso em: 18 mai. 2019.

EMMERICH, M. T. M.; DEUTZ, A. H. A tutorial on multiobjective optimization: fundamentals and evolutionary methods. **Natural Computing**, v. 17, n. 3, p. 585–609, 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.1007/s11047-018-9685-y>>. Acesso em: 08 set. 2019.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2030**. , 2020a. Brasília. Disponível em: <www.mme.gov.br/documents/78404/0/Caderno+MMGD++Baterias++PDE+2030+%28002%29.pdf/1f83722a-e424-4367-42a1-b8999d1f2980>. Acesso em: 30 nov. 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Eficiência Energética e Recursos

Energéticos Distribuídos. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2029**. p.219–247, 2020b. Brasília. Disponível em: <www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-423/topico-488/09_Eficiencia_Energetica.pdf>. Acesso em: 02 dez. 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Resenha Mensal do Mercado de Energia Elétrica (Setembro 2021, base agosto 2021), 2021. Brasília. Disponível em: <[https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-153/topico-574/Resenha_Mensal_-_Setembro_2021_\(base_Agosto\)-v5.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-153/topico-574/Resenha_Mensal_-_Setembro_2021_(base_Agosto)-v5.pdf)>. .

FARZIN, H.; FOTUHI-FIRUZABAD, M.; MOEINI-AGHTAIE, M. A stochastic multi-objective framework for optimal scheduling of energy storage systems in microgrids. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 8, n. 1, p. 117–127, 2017. IEEE. Disponível em: <<https://doi.org/10.1109/TSG.2016.2598678>>. Acesso em: 26 ago. 2019.

FOSSATI, J. P.; GALARZA, A.; MARTÍN-VILLATE, A.; FONTÁN, L. A method for optimal sizing energy storage systems for microgrids. **Renewable Energy**, v. 77, p. 539–549, 2015. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.12.039>>. Acesso em: 23 ago. 2019.

HERIS, S. M. K.; KHALOOZADEH, H. Open-and closed-loop multiobjective optimal strategies for HIV therapy using NSGA-II. **IEEE Transactions on Biomedical Engineering**, IEEE, v. 58, n. 6, p. 1678–1685, 2011. Disponível em: <<https://doi.org/10.1109/TBME.2011.2110651>>. Acesso em: 13 set. 2019.

IEEE. **13-Bus Feeder**. Disponível em: <site.ieee.org/pes-testfeeders/resources>. Acesso em: 14 abr. 2020.

JOOS, G.; ABBEY, C.; BANDO, S.; et al. **Microgrids Evolution Roadmap**. Viena, IEEE, p.15–30, 2015. Disponível em: <<https://doi.org/10.1109/SEDST.2015.7315197>>. Acesso em: 26 ago. 2019.

JU, C.; WANG, P.; GOEL, L.; XU, Y. A two-layer energy management system for microgrids with hybrid energy storage considering degradation costs. **IEEE Transactions on Smart Grid**, IEEE, v. 9, n. 6, p. 6047–6057, 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.1109/TSG.2017.2703126>>. Acesso em: 18 mai. 2019.

KHAN, A. A.; NAEEM, M.; IQBAL, M.; QAISAR, S.; et al. A compendium of optimization objectives, constraints, tools and algorithms for energy management in microgrids. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 58, p. 1664–1683, 2016. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.259>>. Acesso em: 18 mai. 2019.

KHAN, B.; SINGH, P. Selecting a meta-heuristic technique for smart micro-grid optimization problem: A comprehensive analysis. **IEEE Access**, IEEE, v. 5, p. 13951–13977, 2017. Disponível em: <<https://doi.org/10.1109/ACCESS.2017.2728683>>. Acesso em: 14 jul. 2019.

LI, Y.; NEJABATKHAH, F. Overview of control, integration and energy management

of microgrids. **Journal of Modern Power Systems and Clean Energy**, v. 2, n. 3, p. 212–222, 2014. Disponível em: <<https://doi.org/10.1007/s40565-014-0063-1>>. Acesso em: 23 ago. 2019.

LIU, Y.; YUEN, C.; HASSAN, N. U.; HUANG, S.; et al. Electricity cost minimization for a microgrid with distributed energy resource under different information availability. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, IEEE, v. 62, n. 4, p. 2571–2583, 2015. Disponível em: <<https://doi.org/10.1109/TIE.2014.2371780>>. Acesso em: 18 mai. 2019.

LV, T.; AI, Q.; ZHAO, Y. A bi-level multi-objective optimal operation of grid-connected microgrids. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 131, p. 60–70, 2016. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.epsr.2015.09.018>>. Acesso em: 26 ago. 2019.

MALYSZ, P.; SIROUSPOUR, S.; EMADI, A. An optimal energy storage control strategy for grid-connected microgrids. **IEEE Transactions on Smart Grid**, IEEE, v. 5, n. 4, p. 1785–1796, 2014. Disponível em: <<https://doi.org/10.1109/TSG.2014.2302396>>. Acesso em: 18 mai. 2019.

MARNAY, C.; ABBEY, C.; CHATZIVASILEIADIS, S.; et al. **Microgrids Evolution Roadmap**. IEEE, Viena p.9–13, 2015. Disponível em: <<https://doi.org/10.1109/SEDST.2015.7315197>>. Acesso em: 26 ago 2019.

MARNAY, C.; CHATZIVASILEIADIS, S.; ABBEY, C.; et al. Microgrid evolution roadmap. In: Proceedings - 2015 International Symposium on Smart Electric Distribution Systems and Technologies, EDST 2015, 2015, Boston. **Anais...** Boston: IEEE, 2015, p.139–144. Disponível em: <<https://doi.org/10.1109/SEDST.2015.7315197>>. Acesso em: 23 ago 2019.

MARTÍNEZ, J.; NODARSE, I. A.; PADRON, J. M.; MORA, I. N. Problem of Optimal Positioning of Routers in a WSA. **IEEE Latin America Transactions**, IEEE, v. 12, n. 8, p. 1590–1594, 2014. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1109/TLA.2014.7014532>>. Acesso em: 14 set. 2019.

MENG, L.; SANSEVERINO, E. R.; LUNA, A.; DRAGICEVIC, T.; et al. Microgrid 99 supervisory controllers and energy management systems: A literature review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 60, p. 1263–1273, 2016. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.03.003>>. Acesso em: 18 mai. 2019.

MOHAMMED, M. S.; VURAL, R. A. NSGA-II+FEM Based Loss Optimization of Three-Phase Transformer. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, IEEE, v. 66, n. 9, p. 7417–7425, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1109/TIE.2018.2881935>>. Acesso em: 13 set. 2019.

MONTENEGRO, D. **Exemple of microgrid**. Disponível em: <sourceforge.net/p/electricdss/code/HEAD/tree/trunk/Version8/Distrib/Examples/Microgrid/>. Acesso em: 30 abr. 2020.

- OLIVAL, P. C.; MADUREIRA, A. G.; MATOS, M. Advanced voltage control for smart microgrids using distributed energy resources. **Electric Power Systems Research**, Elsevier B.V., v. 146, p. 132–140, 2017. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.epsr.2017.01.027>>. Acesso em: 23 ago. 2019.
- ONAKA, J. H. D.; BEZERRA, U. H.; TOSTES, M. E. L.; et al. A posteriori decision analysis based on resonance index and NSGA-II applied to the capacitor banks placement problem. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 151, p. 296–307, 2017. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.epsr.2017.05.041>>. Acesso em: 26 ago. 2019.
- PALIZBAN, O.; KAUHANIEMI, K. Hierarchical control structure in microgrids with distributed generation: Island and grid-connected mode. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 44, p. 797–813, 2015. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.01.008>>. Acesso em: 18 mai 2019 .
- PAPATHANASSIOU, S.; HATZIARGYRIOU, N.; STRUNZ, K. **A benchmark low voltage microgrid network**. Atenas, p.1–8, 2005. Disponível em: <https://e-cigre.org/publication/SYMP_ATH_2005-athens-power-systems-with-dispersed-generationtechnologiesimpacts-on-development-operation-and-performances>. Acesso em: 19 jul. 2020.
- PARHIZI, S.; LOTFI, H.; KHODAEI, A.; BAHRAMIRAD, S. State of the art in research on microgrids: A review. **IEEE Access**, IEEE, v. 3, p. 890–925, 2015. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1109/ACCESS.2015.2443119>>. Acesso em: 23 ago. 2019.
- REDDY, S.; ABHYANKAR, A. R.; BIJWE, P. R. Reactive power price clearing using multi-objective optimization. **Energy**, Elsevier Ltd, v. 36, n. 5, p. 3579–3589, 2011. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2011.03.070>>. Acesso em: 23 ago. 2019.
- RODRIGUES, E. M. G.; GODINA, R.; SANTOS, S. F.; et al. Energy storage systems supporting increased penetration of renewables in islanded systems. **Energy**, v. 75, p. 265–280, 2014. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2014.07.072>>. Acesso em: 23 ago. 2019.
- SARAVANAN, B.; DAS, S.; SIKRI, S.; KOTHARI, D. P. A solution to the unit commitment problem-a review. **Frontiers in Energy**, v. 7, n. 2, p. 223–236, 2013. Disponível em: <<https://doi.org/10.1007/s11708-013-0240-3>>. Acesso em: 13 set. 2019.
- SEDIGHIZADEH, M.; ESMAILI, M.; JAMSHIDI, A.; GHADERI, M. Stochastic multi-objective economic-environmental energy and reserve scheduling of microgrids considering battery energy storage system. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, Elsevier, v. 106, p. 1–16, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.09.037>>. Acesso em: 26 ago. 2019.
- SHADMAND, M. B.; BALOG, R. S. Multi-objective optimization and design of photovoltaic-wind hybrid system for community smart DC microgrid. **IEEE Transactions on Smart Grid**, IEEE, v. 5, n. 5, p. 2635–2643, 2014. Disponível em:

<<https://doi.org/10.1109/TSG.2014.2315043>>. Acesso em: 25 ago. 2019.

SILVA, V. A. DA. **Multiple Microgrids Energy Management Modeling**. 43f. Trabalho acadêmico (Estudo Dirigido II) - Doutorado em Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2019.

SILVENTE, J.; KOPANOS, G. M.; PISTIKOPOULOS, E. N.; ESPUÑA, A. A rolling horizon optimization framework for the simultaneous energy supply and demand planning in microgrids. **Applied Energy**, Elsevier, v. 155, p. 485–501, 2015. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.05.090>>. Acesso em: 09 mai. 2019.

SOARES, A.; GOMES, A.; IEEE, M.; ANTUNES, C. H. Domestic Load Characterization for Demand- Responsive Energy Management Systems. In: 2012 IEEE International Symposium on Sustainable Systems and Technology (ISSST), 2012, Boston. **Anais...** Boston: IEEE, 2012 p.1–6. Disponível em: <<https://doi.org/10.1109/ISSST.2012.6227976>>. Acesso em: 23 ago. 2019.

THE MATHWORKS, I. **MATLAB**, 2016. Natick.

THE MATHWORKS, I. **MATLAB**. Disponível em: <<https://www.mathworks.com/products/matlab.html>>. Acesso em: 01 fev. 2021.

UNO, Y.; FUJITA, G.; YOKOYAMA, R.; et al. Evaluation of micro-grid supply and demand stability for different interconnections. **First International Power and Energy Conference, (PECon 2006) Proceedings**, p. 611–616, 2006. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1109/PECON.2006.346724>>. Acesso em: 23 ago. 2019.

VENAYAGAMOORTHY, G. K.; SHARMA, R. K.; et al. Dynamic energy management system for a smart microgrid. **IEEE Transactions on Neural Networks and Learning System**, IEEE, v. 27, n. 8, p. 1643–1656, 2016. Disponível em: <<https://doi.org/10.1109/TNNLS.2016.2514358>>. Acesso em: 18 mai. 2019.

WANG, L.; LI, Q.; DING, R.; SUN, M.; WANG, G. Integrated scheduling of energy supply and demand in microgrids under uncertainty: A robust multi-objective optimization approach. **Energy**, Elsevier, v. 130, p. 1–14, 2017. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.04.115>>. Acesso em: 26 ago. 2019.

YAN, G.; LIU, D.; LI, J.; MU, G. A cost accounting method of the Li-ion battery energy storage system for frequency regulation considering the effect of life degradation. **Protection and Control of Modern Power Systems**, Elsevier, v. 3, n. 1, p. 1–9, 2018. Disponível em: <<https://pcmp.springeropen.com/articles/10.1186/s41601-018-0076-2>>. Acesso em: 02 out. 2021.

ZHANG, J.; WU, Y.; GUO, Y.; et al. A hybrid harmony search algorithm with differential evolution for day-ahead scheduling problem of a microgrid with consideration of power flow constraints. **Applied energy**, SpringerOpen, v. 183, p. 791–804, 2016. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.09.035>>. Acesso em: 18 mai. 2019.

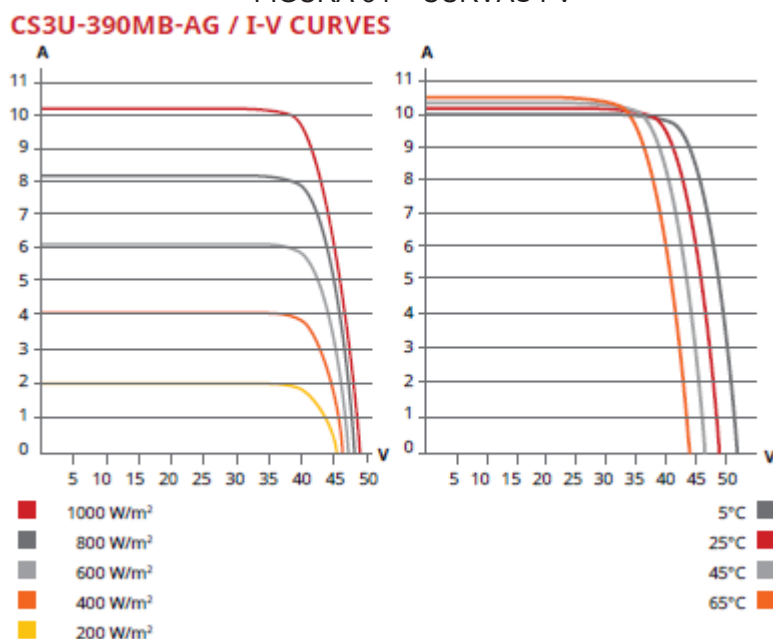
ZHAO, F.; YUAN, J.; WANG, N. Dynamic Economic Dispatch Model of Microgrid Containing Energy Storage Components Based on a Variant of NSGA-II Algorithm. **Energies**, MDPI, v. 15, n. 5, p. 871, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.3390/en12050871>>. Acesso em: 14 jul. 2019.

ZIA, M. F.; ELBOUCHIKHI, E.; BENBOUZID, M. Microgrids energy management systems: A critical review on methods, solutions, and prospects. **Applied energy**, v. 222, p. 1033–1055, 2018. Elsevier. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.04.103>>. Acesso em: 18 mai. 2019.

ZITZLER, E.; LAUMANN, M.; THIELE, L. SPEA2: Improving the Strength Pareto Evolutionary Algorithm. **TIK-Report**, v. 103, p. 35–46, 2014. Disponível em: <<https://doi.org/10.3929/ethz-a-004284029>>. Acesso em: 23 ago. 2019.

ANEXO A – FICHA DE DADOS DO MÓDULO FOTOVOLTAICO

FIGURA 34 – CURVAS I-V



FONTE: Adaptado de CANADIAN SOLAR (2019).

FIGURA 35 – DADOS TÉCNICOS

ELECTRICAL DATA | STC*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)	Module Efficiency
CS3U-400MB-AG	400 W	40.8 V	9.81 A	48.6 V	10.33 A	19.94%
Bifacial Gain**	5% 420 W	40.8 V	10.30 A	48.6 V	10.85 A	20.94%
	10% 440 W	40.8 V	10.79 A	48.6 V	11.36 A	21.94%
	20% 480 W	40.8 V	11.77 A	48.6 V	12.40 A	23.93%
	30% 520 W	40.8 V	12.75 A	48.6 V	13.43 A	25.92%

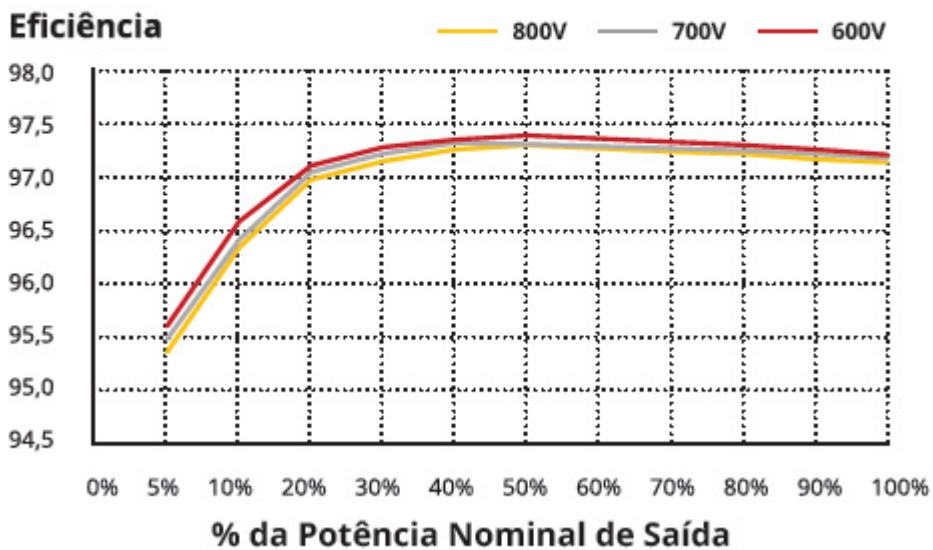
* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

** Bifacial Gain: The additional gain from the back side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

FONTE: Adaptado de CANADIAN SOLAR (2019).

ANEXO B – FICHA DE DADOS DO INVERSOR

FIGURA 36 – CURVA DE EFICIÊNCIA

CURVA DE EFICIÊNCIACSI-30KTL-GI-LFL@220 V_{CA}

FONTE: Adaptado de CANADIAN SOLAR (2019).

FIGURA 37 – DADOS TÉCNICOS

DADOS TÉCNICOS/SISTEMA				
NOME DO MODELO	CSI-15KTL-GI-LFL	CSI-20KTL-GI-LFL	CSI-25KTL-GI-L	CSI-30KTL-GI-L
ENTRADA CC				
Máx. Potência PV	22,5 kW	30 kW	37,5 kW	45 kW
Máx. Tensão de Entrada CC	1000 V _{CC}		1100 V _{CC}	
Tensão/Potência de Partida da Entrada CC	350 V _{CC}		200 V _{CC}	
Número de MPPTs			2	
Faixa de Tensão de MPPT	200 - 800 V _{CC}		200 - 850 V _{CC}	
Máx. Corrente de Entrada (Imp)	40 A (20 A por MPPT)		57 A (28,5 A por MPPT)	
Máx. Corrente de Curto-Circuito (Isc)	56,2 A (28,1 A por MPPT)		89 A (44,5 A por MPPT)	
Número de Entradas CC	4 (2 por MPPT)		6 (3 por MPPT)	
Tipo de Desconexão CC	Chave de Carga CC Nominal			
SAÍDA CA				
Potência Nominal de Saída CA	15 kW	20 kW	25 kW	30 kW
Potência Nominal de Saída CA	16,5 kW	20 kW	27,5 kW	30 kW
Tensão Nominal de Saída	220 V _{CA}			
Faixa de Tensão de Saída*	180 - 270 V _{CA}			
Tipo de Conexão de rede	3 Ø / PE			
Corrente Nominal de Saída de Grade	39,4 A	52,5 A	65,6 A	78,8 A
Máx. Corrente de Saída	43,3 A	52,5 A	72,2 A	78,8 A
Frequência Nominal de Saída	50 / 60 Hz			
Faixa de Frequência de Saída*	47 - 52 / 57 - 62 Hz			
Fator de Potência	1 padrão (±0,8 ajustável)			
THDI	< 3%			
Corrente de Injeção CC	< 50 mA			
Tipo de Desconexão CA	Não Disponível		Chave de Carga CA Nominal	
SISTEMA				
Topologia	Sem Transformador			
Máx. Eficiência	97,0%			
Eficiência EU	96,5%			
Consumo Noturno	< 1 W			

FONTE: Adaptado de CANADIAN SOLAR (2019).

ANEXO C – ESPECIFICAÇÕES DOS ELEMENTOS DA REDE ADAPTADA DE TREZE BARRAS DO IEEE

TABELA 13 – ESPECIFICAÇÕES DAS LINHAS AÉREAS

Configuração	Faseamento	Fase ACSR	Neutro ACSR	Espaçamento ID
601	B A C N	556,500 26/7	4/0 6/1	500
602	C A B N	4/0 6/1	4/0 6/1	500
603	C B N	1/0	1/0	505
604	A C N	1/0	1/0	505
605	C N	1/0	1/0	510

FONTE: IEEE (1992).

TABELA 14 – ESPECIFICAÇÕES DAS LINHAS SUBTERRÂNEAS

Configuração	Faseamento	Fase	Neutro	Espaçamento ID
606	A B C N	250,000 AA, CN	None	515
607	A N	1/0 AA,TS	1/0 Cu	520

FONTE: IEEE (1992).

TABELA 15 – DADOS DOS SEGMENTOS DE LINHA

Nó A	Nó B	Comprimento (pés)	Configuração
632	645	500	603
632	633	500	602
633	634	0	XFM-1
645	646	300	603
650	632	2000	601
684	652	800	607
632	671	2000	601
671	684	300	604
671	680	1000	601
671	692	0	Switch
684	611	300	605
692	675	500	606

FONTE: IEEE (1992).

TABELA 16 – DADOS DOS TRANSFORMADORES

	kVA	kV-alta	kV-baixa	R - %	X - %
Subestação	500	69 - Delta	13,8 Gr. Y	1	8
XFM -1	50	13,8 – Gr.W	0.22 – Gr.W	1,1	2

FONTE: Adaptado de IEEE (1992).

TABELA 17 – DADOS DOS CAPACITORES

Nó	Fase A kVAr	Fase B kVAr	Fase C kVAr
671	200	200	200
611			100
Total	200	200	300

FONTE: Adaptado de IEEE (1992).

TABELA 18 – DADOS DOS REGULADORES

Regulador ID:	1		
Segmento de linha:	650 - 632		
Posição:	50		
Fases:	A - B - C		
Conexão:	3-Ph,LG		
Fases monitoradas:	A-B-C		
Largura de banda:	2,0 volts		
Taxa PT:	65		
Valor de CT primário:	700		
Configurações do Compensador	Fase A	Fase B	Fase C
R - configurado:	3	3	3
X - configurado:	9	9	9
Nível de tensão:	123	123	123

Fonte: Adaptado de IEEE (1992).

TABELA 19 – DADOS DAS CARGAS

Nó	Modelo da Carga	Fase 1 kW	Fase 1 kVAr	Fase 2 kW	Fase 2 kVAr	Fase 3 kW	Fase 3 kVAr
634	Y-PQ	16	11	12	9	12	9
645	Y-PQ	0	0	17	12,5	0	0
646	D-Z	0	0	23	13,2	0	0
652	Y-Z	12,8	8,6	0	0	0	0
671	D-PQ	38,5	22	38,5	22	38,5	22
675	Y-PQ	48,5	19	46,8	41,27	48	20,99
692	D-PQ	17	15,1	17	15,1	17	15,1
611	Y-I	0	0	0	0	17	8
670	Y-PQ	1,7	1	6,6	3,8	11,7	6,8
	TOTAL	134,5	76,7	160,9	116,87	144,2	81,89

Fonte: Adaptado de IEEE (1992).

Impedâncias (IEEE,1992)

Configuração 601:

Z (R +jX) em ohms por milha

0.3465 1.0179 0.1560 0.5017 0.1580 0.4236

0.3375 1.0478 0.1535 0.3849

0.3414 1.0348

B em micro Siemens por milha

6.2998 -1.9958 -1.2595

5.9597 -0.7417

5.6386

Configuração 602:

Z (R +jX) em ohms por milha

0.7526 1.1814 0.1580 0.4236 0.1560 0.5017
 0.7475 1.1983 0.1535 0.3849
 0.7436 1.2112

B em micro Siemens por milha

5.6990 -1.0817 -1.6905
 5.1795 -0.6588
 5.4246

Configuração 603:

Z (R +jX) em ohms por milha

0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000
 1.3294 1.3471 0.2066 0.4591
 1.3238 1.3569

B em micro Siemens por milha

0.0000 0.0000 0.0000
 4.7097 -0.8999
 4.6658

Configuração 604:

Z (R +jX) em ohms por milha

1.3238 1.3569 0.0000 0.0000 0.2066 0.4591
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000
 1.3294 1.3471

B em micro Siemens por milha

4.6658 0.0000 -0.8999
 0.0000 0.0000
 4.7097

Configuração 605:

Z (R +jX) em ohms por milha
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000
 1.3292 1.3475
 B em micro Siemens por mile
 0.0000 0.0000 0.0000
 0.0000 0.0000
 4.5193

Configuration 606:

Z (R +jX) in ohms por milha
 0.7982 0.4463 0.3192 0.0328 0.2849 -0.0143
 0.7891 0.4041 0.3192 0.0328
 0.7982 0.4463
 B em micro Siemens por milha
 96.8897 0.0000 0.0000
 96.8897 0.0000
 96.8897

Configuração 607:

Z (R +jX) em ohms por milha
 1.3425 0.5124 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000
 0.0000 0.0000
 B em micro Siemens por milha
 88.9912 0.0000 0.0000
 0.0000 0.0000
 0.0000

ANEXO D – CURVA DE CARGA DIÁRIA DAS CARGAS

TABELA 20 – CURVA DE CARGA DIÁRIA

Hora	Porcentagem da demanda máxima
00:00	30
01:00	28
02:00	25
03:00	22
04:00	20
05:00	20
06:00	22
07:00	30
08:00	40
09:00	42
10:00	45
11:00	50
12:00	50
13:00	55
14:00	60
15:00	60
16:00	55
17:00	50
18:00	65
19:00	85
20:00	100
21:00	90
22:00	75
23:00	55

FONTE: Adaptado de PAPATHANASSIOU ET AL. (2005).

ANEXO E – CURVA DE CARGA DIÁRIA DA BATERIA

TABELA 21 – CURVA DE CARGA DIÁRIA

Hora	Porcentagem da demanda máxima
00:00	00
01:00	00
02:00	00
03:00	00
04:00	00
05:00	00
06:00	00
07:00	00
08:00	00
09:00	00
10:00	00
11:00	-80
12:00	-90
13:00	-95
14:00	-80
15:00	-75
16:00	00
17:00	00
18:00	85
19:00	100
20:00	90
21:00	70
22:00	50
23:00	00

FONTE: AUTORA (2020).

NOTA: Valores negativos se referem a carga da bateria. Valores positivos se referem a descarga da bateria.