

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

VANESSA MICHELE ULLMANN

MODELO COMPUTACIONAL PARA OPERAÇÃO INTEGRADA DE SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO E MICRORREDES COM GERAÇÃO E ARMAZENAMENTO
DISTRIBUÍDOS E VEÍCULOS ELÉTRICOS

CURITIBA

2018

VANESSA MICHELE ULLMANN

MODELO COMPUTACIONAL PARA OPERAÇÃO INTEGRADA DE SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO E MICRORREDES COM GERAÇÃO E ARMAZENAMENTO
DISTRIBUÍDOS E VEÍCULOS ELÉTRICOS

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Eletrotécnica, Departamento de Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Clodomiro Unsihuay Vila

CURITIBA

2018

TERMO DE APROVAÇÃO

VANESSA MICHELE ULLMANN

**MODELO COMPUTACIONAL PARA OPERAÇÃO INTEGRADA DE SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO E MICRORREDES COM GERAÇÃO E ARMAZENAMENTO
DISTRIBUÍDOS E VEÍCULOS ELÉTRICOS**

Trabalho de Conclusão de Curso aprovado como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica, Curso de Graduação em Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia da Universidade Federal do Paraná, pela seguinte banca examinadora:

Orientador: Prof. Dr. Clodomiro Unsihuay Vila
Departamento de Engenharia Elétrica, UFPR

Prof. Dr. Edson José Pacheco
Departamento de Engenharia Elétrica, UFPR

Prof. Dr. Gideon Villar Leandro
Departamento de Engenharia Elétrica, UFPR

Curitiba, 26 de Junho de 2018.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço a Deus, por ter me dado força e sabedoria para superar todas as adversidades e alcançar meus objetivos.

Ao meu companheiro de vida André, por todo seu apoio e amor incondicional durante essa árdua caminhada.

Aos meus pais, pelo seu amor, compreensão e incentivo.

Ao meu irmão, por estar sempre disposto a ajudar.

Aos colaboradores da empresa Marely pela oportunidade de aprender e crescer profissionalmente, bem como pela amizade.

Ao meu orientador Clodomiro, pela confiança, compreensão, conhecimentos transmitidos e incentivo à realização desse trabalho.

Aos professores e colegas que contribuíram para a minha formação acadêmica.

“A inteligência é a capacidade de
se adaptar à mudança.”

Stephen Hawking

RESUMO

Diante da tendência de crescimento do consumo de energia elétrica nos próximos anos, discussões sobre a implantação de redes elétricas inteligentes e microrredes vem ganhando destaque em âmbito mundial. A inserção destes novos conceitos e tecnologias tornará o sistema de distribuição mais complexo, já que os consumidores se tornarão componentes ativos do sistema. Neste âmbito, a fim de contribuir sobre o tema, propôs-se o desenvolvimento de uma ferramenta computacional capaz de realizar a operação diária de forma integrada de microrredes e do sistema de distribuição. Para tal, foram criados dois modelos computacionais. No primeiro modelo as microrredes e seus componentes foram implementados através de programação linear inteira mista. Esta abordagem foi empregada a fim de que o modelo fizesse a alocação de forma otimizada dos componentes da microrrede. O segundo modelo, por sua vez, soluciona a operação diária integrada da rede de distribuição com as microrredes através do cálculo de fluxo de potência com controle de tensão. Para validação e análise foram realizadas simulações com um sistema teste de 30 barras. Por meio dos resultados, pôde-se verificar que a ferramenta elaborada mostrou-se efetiva para os fins a que foram propostos.

Palavras-chave: Programação linear inteira mista. Fluxo de potência. Sistema de distribuição. Microrredes. Operação diária integrada.

ABSTRACT

In a growing electricity consumption context, the discussions about smart grids and microgrids have been growing in the last years around the world. The addition of these new concepts and technologies will turn the distribution system more complex, since consumers will become active components of the system. In this context, this paper proposes a computation tool capable of performing daily operation considering the microgrids and the distribution system. For this, two different computational models are developed. The first model uses mixed integer linear programming. This approach was used in order for optimally allocate the components of the microgrid. The second model solves the integrated daily operation of the distribution network with the microgrids through power flow with voltage control. Simulations were performed in a 30-bar test system. By means of the results, it can be verified that the developed computation tool proved effective for the purposes for which they were proposed.

Keywords: Mixed integer linear programming. Power flow. Distribution system. Microgrids.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

FIGURA 1 - CRESCIMENTO DA DEMANDA MUNDIAL DE ENERGIA	11
FIGURA 2 - ESTRUTURA DE UMA REDE ELÉTRICA INTELIGENTE	15
FIGURA 3 - TOPOLOGIA DE UM SISTEMA RADIAL	21
FIGURA 4 - FLUXOGRAMA DE RESOLUÇÃO DO PROBLEMA DAS MICRORREDES	38
FIGURA 5 - FLUXOGRAMA DO ALGORITMO PLIM	40
FIGURA 6 - CURVA DE DEMANDA DAS CARGAS NÃO CONTROLÁVEIS	45
FIGURA 7 - CURVA DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA.....	46
FIGURA 8 - CURVA DE GERAÇÃO EÓLICA	47
FIGURA 9 - CURVA DE ENERGIA RESULTANTE DA GD	47
FIGURA 10 - FLUXOGRAMA DO MODELO COMPUTACIONAL PARA REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM MICRORREDES (CONTINUA).....	55
FIGURA 11 - FLUXOGRAMA DO MODELO COMPUTACIONAL PARA REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM MICRORREDES (CONTINUAÇÃO).....	56
FIGURA 12 - FLUXOGRAMA DO MODELO COMPUTACIONAL PARA REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM MICRORREDES (CONCLUSÃO).....	57
FIGURA 13 - SISTEMA TESTE DE 30 BARRAS.....	60
FIGURA 14 - CURVA DE CARGA RESIDENCIAL.....	62
FIGURA 16 - INTERFACE GRÁFICA DA FERRAMENTA COMPUTACIONAL.....	63
FIGURA 17 - CURVA DE CONSUMO RESULTANTE DO CASO BASE: PRIMEIRO CENÁRIO.....	65
FIGURA 18 - CURVA DE ENERGIA RESULTANTE CONSIDERANDO O MODELO COMPUTACIONAL: PRIMEIRO CENÁRIO	66
FIGURA 19 - CURVA DE CONSUMO RESULTANTE DO CASO BASE: SEGUNDO CENÁRIO.....	67
FIGURA 20 - CURVA DE ENERGIA RESULTANTE CONSIDERANDO O MODELO COMPUTACIONAL: SEGUNDO CENÁRIO.....	67
FIGURA 21 - CURVA DE CONSUMO RESULTANTE DO CASO BASE: TERCEIRO CENÁRIO.....	68
FIGURA 22 - CURVA DE ENERGIA RESULTANTE CONSIDERANDO O MODELO COMPUTACIONAL: TERCEIRO CENÁRIO	69

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 - PARTICIPAÇÃO DOS ELETRODOMÉSTICOS NO CONSUMO RESIDENCIAL	17
TABELA 2 - VALORES DAS TARIFAS BRANCA E CONVENCIONAL SEM TRIBUTOS	18
TABELA 3 - RELAÇÃO DAS PALAVRAS-CHAVES E NÚMERO DE DOCUMENTOS RESULTANTES	23
TABELA 4 - DADOS GERAIS DAS CARGAS CONTROLÁVEIS.....	42
TABELA 5 - PERÍODOS PERMITIDOS OU NÃO PARA ALOCAÇÃO DE CARGAS CONTROLÁVEIS	43
TABELA 6 - DADOS GERAIS DAS CARGAS NÃO CONTROLÁVEIS	43
TABELA 7 - OPERAÇÃO DAS CARGAS NÃO CONTROLÁVEIS	44
TABELA 8 - RADIAÇÃO SOLAR MÉDIA HORÁRIA DE CURITIBA	45
TABELA 9 - PARÂMETROS DE ENTRADA DO SISTEMA DE GERAÇÃO FOTOVOLTÁICO	46
TABELA 10 - VALORES DE COMPRA DE ENERGIA ELÉTRICA PARA TARIFA BRANCA	48
TABELA 11 - PARÂMETROS DE ENTRADA DO SAE	48
TABELA 12 - PARÂMETROS DE ENTRADA DO VE	49
TABELA 13 - VALORES DOS PARÂMETROS DE ENTRADA DO VE POR PERÍODO	49
TABELA 14 - PARÂMETROS DO TRANSFORMADOR DE DISTRIBUIÇÃO.....	60
TABELA 15 - PARÂMETROS DE CONEXÃO DAS CARGAS	61
TABELA 16 - DADOS DE CONSUMO DE EQUIPAMENTOS E VE PARA O CASO BASE.....	64
TABELA 17 - RESULTADOS DOS CUSTOS DE CADA CASO (R\$).....	69
TABELA 18 - RESULTADOS DA ECONOMIA DE CADA CASO (%)	69
TABELA 19 - TENSÕES NAS BARRAS EM PU PARA 07 HORAS.....	70
TABELA 20 - TENSÕES NAS BARRAS EM PU PARA 18 HORAS.....	71
TABELA 21 - TENSÕES NAS BARRAS EM PU PARA 21 HORAS.....	72

LISTA DE SIGLAS

BNDES	-	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BTU	-	British Thermal Unit
CGEE	-	Centro de Gestão e Estudos Estratégicos
EPE	-	Empresa de Pesquisa Energética
GD	-	Geração Distribuída
IEA	-	International Energy Agency
kW	-	Quilo-Watt
kWh	-	Quilo-Watt hora
MME	-	Ministério de Minas e Energia
PLIM	-	Programação Linear Inteira Mista
PRODIST	-	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica
pu	-	Por Unidade
REI	-	Rede Elétrica Inteligente
SAE	-	Sistema de Armazenamento de Energia
SD	-	Sistema de Distribuição
SEP	-	Sistema Elétrico de Potência
SIN	-	Sistema Interligado Nacional
TIC	-	Tecnologia de Informação e Comunicação
TWh	-	Tera-Watt Hora
VEB	-	Veículo Elétrico a Bateria
VEH	-	Veículo Elétrico Híbrido
VEHP	-	Veículo Híbrido do tipo Plug-in

SUMÁRIO

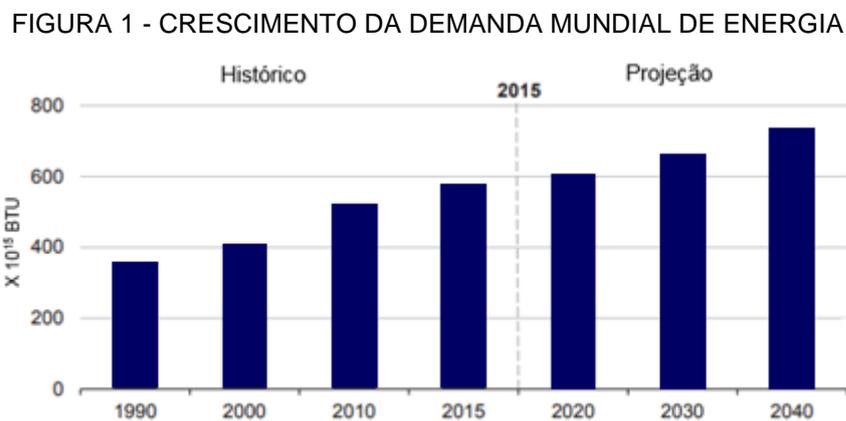
1 INTRODUÇÃO	11
1.1 CONTEXTO	11
1.2 JUSTIFICATIVA	12
1.3 OBJETIVOS	13
1.3.1 Objetivo geral	13
1.3.2 Objetivos específicos.....	13
1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO.....	13
2 REFERENCIAL TEÓRICO.....	15
2.1 REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES E MICRORREDES	15
2.1.1 Cargas controláveis e não controláveis.....	16
2.1.2 Geração distribuída	18
2.1.3 Sistema de armazenamento.....	19
2.1.4 Veículos elétricos	19
2.3 MICRORREDES E A REDE DE DISTRIBUIÇÃO	22
2.4 REVISÃO DE LITERATURA	23
3 MATERIAIS E MÉTODOS.....	26
3.1 MODELO COMPUTACIONAL PARA AS MICRORREDES E SEUS COMPONENTES	26
3.1.1 Modelagem elétrica	28
3.1.2 Implementação computacional.....	38
3.1.3 Recursos	40
3.1.4 Simulação.....	41
3.2 MODELO COMPUTACIONAL PARA A REDE DE DISTRIBUIÇÃO INTEGRADO COM AS MICRORREDES	50
3.2.1 Modelagem elétrica	50
3.2.2 Implementação computacional.....	52
3.2.3 Recursos	58
3.2.4 Simulação.....	59
4 RESULTADOS E ANÁLISES	64
4.1 MICRORREDES	64
4.1.1 Primeiro cenário	64
4.1.2 Segundo cenário	66

4.1.3 Terceiro cenário	68
4.1.4 Comparação dos cenários.....	69
4.2 SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO INTEGRADO COM AS MICRORREDES	70
5 CONCLUSÃO.....	74
REFERÊNCIAS.....	75

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTO

Conforme apontam estudos realizados pela *International Energy Agency* (IEA), o consumo mundial de energia apresenta uma tendência de crescimento para as próximas décadas. Em seu último estudo, realizado em 2017, a IEA estimou que a demanda mundial de energia crescerá 28% entre os anos de 2015 e 2040, passando de 575 quatrilhões de BTU para 736 quatrilhões de BTU, como pode ser observado na Figura 1 (IEA, 2017).



FONTE: Adaptado de IEA (2017).

Ainda de acordo com as previsões da IEA, a demanda mundial de energia elétrica também aumentará, podendo alcançar 30.000 TWh em 2020 (VILLALVA; GAZOLI, 2015). Já no Brasil, segundo estimativas da EPE, o consumo de energia elétrica terá crescimento médio de 0,6% ao ano no período entre 2016 e 2026 e, portanto, poderá atingir 741 TWh em 2026 (EPE/MME, 2017).

Diante desta tendência de crescimento do consumo de energia elétrica tanto no mercado brasileiro quanto internacional nos próximos anos, a busca por alternativas que atendam estas demandas com segurança e sustentabilidade vem aumentando. Neste contexto, as discussões sobre a implantação de Redes Elétricas Inteligentes (REIs) vêm ganhando relevância em âmbito mundial.

A implantação das REIs implicará na aplicação integrada de Tecnologias de Informação e Comunicação (TICs) e gerará mudanças significativas no sistema elétrico que afetarão principalmente o Sistema de Distribuição (SD) e os

consumidores, visto que estes possuem tecnologias mais antigas. Neste cenário, as microrredes terão um papel fundamental já que constituirão os blocos principais de construção das redes inteligentes (CGEE, 2012).

As microrredes podem ser descritas como subsistemas do SD que englobam a geração e o armazenamento distribuídos e as cargas. Elas operam como uma rede única e autossuficiente, conectada ou de forma isolada do SD já existente (TAHIM, 2015).

Com a inserção das microrredes, o SD e os consumidores deixarão de ser componentes passivos para tornarem-se componentes ativos do Sistema Elétrico de Potência (SEP), fazendo com este seja armazenamento/geração distribuída e pelo lado da demanda (HATZIARGYRIOU, 2013).

Outras tecnologias de armazenamento energia elétrica de forma distribuída estão em ascensão nos últimos anos. Por exemplo os as baterias da SimpliPhi que usam fosfato de lítio-ferro e o veículo elétrico, que aliado às microrredes podem funcionar como *buffers* no SD, injetando energia por meio de suas baterias nos horários de pico e carregando-as em períodos de baixa demanda (BARAN; LEGEY, 2010).

A inserção destes novos conceitos e tecnologias no decorrer dos próximos anos trará mudanças significativa no SD, tornando o mais complexo. Neste novo cenário, estudos e modelagens mais aprofundadas se farão necessárias para que seja possível prever e compreender os impactos desta inserção, bem como para possibilitar a operação integrada do SD e das microrredes de forma otimizada.

1.2 JUSTIFICATIVA

Apesar do surgimento da necessidade de estudos mais aprofundados com relação à inserção das microrredes conectadas ao SD, os trabalhos e estudos já existentes sobre o tema tratam de apenas alguns componentes das microrredes. Logo, um dos diferenciais deste projeto consiste em englobar em uma única ferramenta computacional um número maior de componentes. Entre eles pode-se citar a geração distribuída a partir de fontes eólica e solar; armazenamento distribuído através de baterias e veículos elétricos; o gerenciamento pelo lado da demanda através da consideração de cargas controláveis e não controláveis nas unidades consumidoras residenciais e comerciais.

Este projeto também implementará uma modelagem que permitirá a operação coordenada de microrredes e SD, respeitando e ajustando os níveis de tensão estabelecidos pela regulamentação do setor elétrico brasileiro. Outro diferencial será que a ferramenta computacional desenvolvida apresentará interface amigável, de forma a facilitar o uso do mesmo pelos usuários.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo geral

O objetivo geral deste trabalho consiste no desenvolvimento de uma ferramenta computacional que possibilite a operação diária integrada de microrredes e do SD, considerando a geração distribuída a partir de fontes eólica e solar, armazenamento distribuído, veículos elétricos e cargas, controláveis e não controláveis tipo residencial.

1.3.2 Objetivos específicos

Entre os objetivos específicos destacam-se:

1. Pesquisar e realizar a modelagem de cada um dos componentes da microrrede levados em consideração no estudo;
2. Implementar os modelos desenvolvidos em uma ferramenta computacional;
3. Realizar simulações com casos de estudo para validar a modelagem dos componentes da microrrede;
4. Incrementar a ferramenta criada para que esta possibilite a operação tanto das microrredes quanto do SD;
5. Aprimorar a ferramenta para que esta ajuste os níveis de tensão;
6. Realizar simulações para validar o funcionamento completo da ferramenta computacional.

1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

O presente trabalho está dividido em cinco capítulos. O primeiro capítulo apresenta uma contextualização do tema desta pesquisa, além da justificativa e dos

objetivos, geral e específicos, a ser alcançados por meio deste trabalho.

No segundo capítulo, por sua vez, expõe-se o referencial teórico através da abordagem dos conceitos relacionados ao SD, microrredes, geração distribuída, sistemas de armazenamento distribuídos, veículos elétricos e cargas. Além disso, este capítulo contém uma revisão da literatura sobre o tema de estudo.

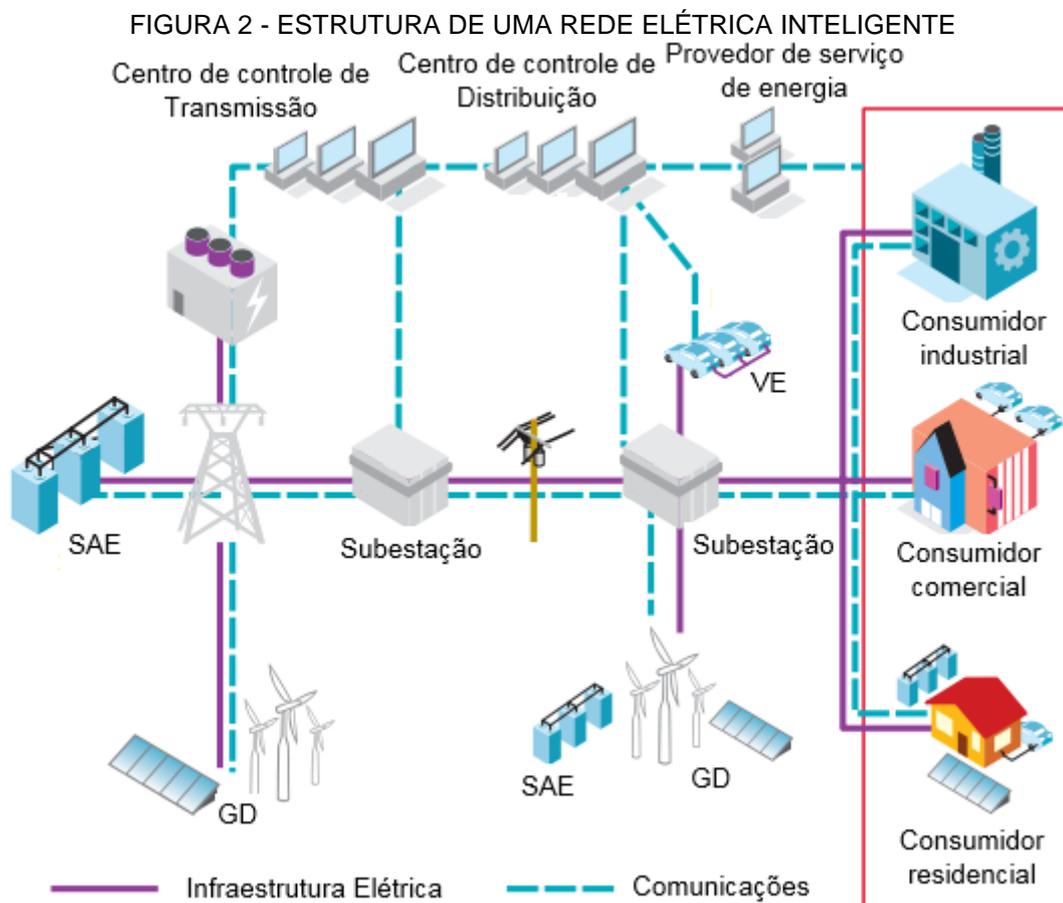
Já o terceiro capítulo trata da modelagem elétrica empregada para todos os elementos considerados e dos recursos utilizados no desenvolvimento da ferramenta computacional. Ademais, são descritas a implementação da ferramenta computacional e as simulações realizadas.

No quarto capítulo, os resultados obtidos nas simulações são mostrados e analisados. Por fim, no quinto capítulo são expostas as considerações finais e sugestões para trabalhos futuros.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES E MICRORREDES

As REIs pode ser definidas como redes elétricas providas de inteligência, devido à aplicação integrada de Tecnologias de Informação e Comunicação (TICs), que serão capazes de otimizar a produção, distribuição e consumo de energia elétrica, mantendo a confiabilidade, resiliência e a estabilidade do sistema (IEA, 2011). Um exemplo de estrutura futura de uma REI pode ser observada na Figura 2.



FONTE: Adaptada de IEA (2011).

Além disso, este tipo de rede se caracterizará pela existência de fluxo bidirecional de informações e energia e promoverá a inserção de diferentes fontes de energia e de veículos elétricos (RIVERA; ESPOSITO; TEIXEIRA, 2013).

No caso do Brasil, a implantação das REIs trará benefícios como a redução de perdas técnicas e não técnicas e melhoria da qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras. Outros benefícios serão a redução dos custos operacionais, melhoria

da gestão de ativos e aumento da eficiência energética e da interação com os consumidores (CGEE, 2012).

As microrredes serão componentes fundamentais para que as REIs consigam atingir seus propósitos. Elas podem ser definidas como um grupo interconectado de cargas e recursos energéticos distribuídos que podem atuar como uma entidade de controle individual em relação à rede. Isto é, as microrredes poderão operar tanto de forma conectada quando isolada da rede (TON; SMITH, 2012).

Um dos benefícios da implantação das microrredes é que ela promove a integração de fontes de energia renováveis e distribuídas no sistema elétrico, assim como também o armazenamento distribuído e o gerenciamento pelo lado da demanda através da resposta da demanda. Isto ajuda a reduzir o pico da demanda e as perdas, devido à proximidade da geração e dos consumidores, proporcionando também maior eficiência, qualidade e confiabilidade do sistema. Outro benefício é a escalonabilidade, já que microrredes pode ser expandidas internamente ou adicionadas ao sistema elétrico (TAHIM, 2015).

Neste contexto há incentivo ao maior envolvimento dos consumidores com relação ao setor elétrico, já que consumidores são incentivados a auxiliar no fornecimento de energia e realizar o gerenciamento de cargas pelo lado da demanda (TON; SMITH, 2012).

Apesar de poderem apresentar extensões variadas, as microrredes têm como elementos básicos as cargas (controláveis e não controláveis), geração distribuída, sistemas de armazenamento de energia e veículos elétricos (TAHIM, 2015). Tais elementos serão abordados nas próximas seções.

2.1.1 Cargas controláveis e não controláveis

No contexto de microrredes de classe residencial, as cargas podem ser classificadas como não controláveis ou controláveis. O primeiro tipo de carga refere-se aos equipamentos elétricos que não permitem o deslocamento de sua utilização durante o dia. Isto ocorre com equipamentos que apresentam comportamento cíclico ou contínuo, bem como com aqueles cuja alteração dos horários de utilização é inviável para o consumidor (SANTOS, 2016).

As cargas controláveis, por sua vez, correspondem aos equipamentos elétricos cujos os horários de utilização podem ser modificados sem alteração ou prejuízo da sua utilidade para os consumidores (ANEEL, 2010a).

De acordo com dados da última pesquisa de posse de equipamentos e hábitos de uso realizada pela Eletrobrás/PROCEL (2007), entre os equipamentos elétricos que tem participação considerável no consumo residencial final no Brasil estão a geladeira, freezer, chuveiro, condicionamento ambiental, iluminação, televisão, som e ferro de passar roupas. Isso pode ser observado por meio da Tabela 1.

Dentre os equipamentos mencionados, aqueles que podem ser classificados como cargas não controláveis são a geladeira, freezer, iluminação, televisão, condicionamento ambiental e som. Os demais, portanto, podem ser classificados como controláveis (ANEEL, 2010a).

TABELA 1 - PARTICIPAÇÃO DOS ELETRODOMÉSTICOS NO CONSUMO RESIDENCIAL

EQUIPAMENTO	PARTICIPAÇÃO (%)
Chuveiro	24
Geladeira	22
Condicionamento ambiental	20
Iluminação	14
Televisão	9
Freezer	5
Ferro de passar roupas	3
Som	3

FONTE: Adaptado de ELETROBRÁS/PROCEL (2007).

Com o avanço e a disseminação de tecnologias, o gerenciamento das cargas controláveis das microrredes residenciais será realizado por meio de dispositivos de controle dinâmico implementados nos próprios eletrodomésticos. Estes dispositivos serão capazes de desligar ou até mesmo alternar a utilização dos aparelhos em resposta às mudanças de oferta e demanda de energia elétrica ou às tarifas (ANEEL, 2010a).

Objetivando se adequar a este novo contexto, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) aprovou em novembro de 2011 uma nova modalidade tarifária, denominada de tarifa branca, para os consumidores do tipo B (ANEEL, 2010b). Este tipo de tarifa se caracteriza pela existência de variação no valor de energia pago pelo consumidor de acordo com o dia e o horário de consumo da energia elétrica (ANEEL, 2018b).

A tarifa branca apresenta três postos tarifários para os dias úteis: ponta, intermediário e fora de ponta. No caso de feriados nacionais e finais de semana apenas o posto horário fora de ponta é considerado. O posto tarifário denominado de ponta ocorre entre 18 e 21 horas, enquanto que o fora de ponta entre 22 e 17 horas. Já o posto intermediário acontece em dois momentos: das 17 às 18 horas e das 21 às 22 horas (COPEL, 2018).

A Tabela 2 expõe uma comparação entre os valores das tarifas branca e convencional, sem considerar os tributos, estabelecidos pela COPEL. Por meio desta tabela é possível verificar que caso o consumidor altere seu hábitos de utilização de energia elétrica, de modo que o consumo seja priorizado em períodos fora de ponta, a adoção da tarifa branca reduzirá o valor total pago pela energia consumida (ANEEL, 2018b).

TABELA 2 - VALORES DAS TARIFAS BRANCA E CONVENCIONAL SEM TRIBUTOS

	TARIFA BRANCA (R\$)	CONVENCIONAL (R\$)	DIFERENÇA (%)
Ponta	0,81674		85
Intermediária	0,53154	0,44056	21
Fora ponta	0,37245		-15

FONTE: Adaptado de COPEL (2018).

2.1.2 Geração distribuída

A geração distribuída (GD) consiste na produção independente de energia elétrica por meio de instalações conectadas diretamente no SD ou localizadas nos consumidores (FREITAS, 2015).

Este tipo de geração caracteriza-se por sua proximidade com os centros de consumos e foi impulsionada no Brasil após a implementação das Resoluções Normativas nº 482 e nº 517, que estabelecem condições gerais para acesso de microgeração e minigeração ao SD, bem como o sistema de compensação de energia elétrica (EPE/MME, 2017).

A GD pode ser classificada como micro ou minigeração. A primeira é composta por centrais geradoras com potência instalada menor ou igual a 75 kW. A segunda, por sua vez, engloba centrais com potência instalada superior a 75 kW e inferior ou igual a 3 MW para fontes híbridas e a 5 MW para as demais fontes (ANEEL, 2016).

Gás natural, biogás, eólica, solar, células combustíveis, sistemas combinados de calor e energia e microturbinas são exemplos das tecnologias de GD existentes atualmente (CHOWDHURY; CROSSLEY; CHOWDHURY, 2009). Porém a que mais se destaca em sistemas de pequeno porte é a baseada no aproveitamento solar fotovoltaico, em razão de seu maior potencial de penetração futuro proporcionados por sua modularização e custo decrescente (EPE/MME, 2017).

Como benefícios resultantes do emprego de GD, pode-se citar a redução de perdas técnicas e dos impactos ambientais, melhoria do controle do nível de tensão e no suporte de ativos (FREITAS, 2015).

2.1.3 Sistema de armazenamento

Os sistemas de armazenamento de energia (SAEs) são compostos em elementos capazes de reter e fornecer energia. Entre as principais tecnologias existentes nesta área estão os sistemas de ar comprimido, bombeamento hidráulico, supercapacitores, volantes de inércia e as baterias (SILVA; BORTONI, 2016).

No âmbito dos sistemas de geração distribuída, a tecnologia mais empregada atualmente são as baterias (BLASI, 2017). As baterias são dispositivos capazes de armazenar energia por meio de reações químicas e podem ser dos tipos eletroquímica ou de fluxo redox (SILVA; BORTONI, 2016).

Dentre as tecnologias disponíveis, as baterias eletroquímicas de chumbo-ácido ganham destaque na aplicação em GDs em relação às demais em função do seu custo menor (PINHO; GALDINO, 2014).

A existência das baterias em conjunto com os sistemas de geração distribuída permite o gerenciamento de energia elétrica, possibilitando armazenar energia durante períodos com tarifas baixas e injetar energia em períodos com tarifas elevadas (VILLALVA; GAZOLI, 2015).

2.1.4 Veículos elétricos

Os veículos elétricos podem ser classificados como veículos elétricos a bateria (VEBs), veículos elétricos híbridos (VEHs) e veículos híbridos do tipo *plug-in* (VEHPs). O primeiro tipo corresponde aqueles movidos apenas por motores elétricos e cuja energia é armazenada em baterias, enquanto que no segundo tipo, há

combinação dos elementos contidos no VEB com motores de combustão interna. Por fim, o terceiro tipo, além dos elementos contidos no VEH, agrega a possibilidade de ser conectado à rede elétrica, conceito tecnológico denominado de *vehicle-to-grid* (V2G) (CASTRO, 2015; RASKIN; SHAH, 2006).

Em relação às baterias empregadas em veículos elétricos, apresentam destaque as baterias de chumbo-ácido, níquel-metal-hibreto (NiMH), lítio-íon e super-ferro (*super iron*) (IMBASCIATI, 2012). Entretanto as mais utilizadas para armazenamento em VEs são as baterias de lítio-íon, visto que estas apresentam maior densidade de energia em comparação com as demais e elevado eletropotencial. Vale salientar a densidade de energia da bateria tem relação direta com a autonomia do VE (CASTRO, 2015).

Assim como ocorre com os SAEs, o uso de VEHPs aliados às microrredes permitirá, por meio da tecnologia V2G, que os mesmos operem como *buffers* da rede de distribuição. Todavia atenção especial deverá ser dada para que a recarga da bateria dos veículos elétricos ocorram de forma a favorecer o sistema elétrico, ou seja, que o carregamento ocorra em períodos de baixo consumo energético e o descarregamento em períodos de alta demanda energética (BARAN; LEGEY, 2010).

2.2 SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

O sistema de distribuição consiste no segmento do setor elétrico responsável por fornecer energia elétrica ao consumidor e por realizar o rebaixamento de tensão oriunda do sistema de transmissão (ANEEL, 2017b). Ele é composto pela rede elétrica em conjunto com instalações e equipamentos que operam em baixa, média e alta tensão (ABRADEE, 2018).

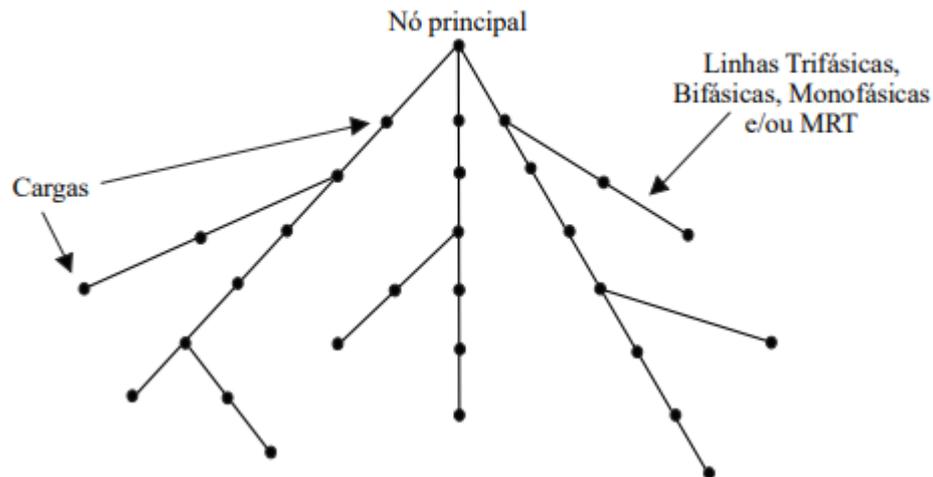
Atualmente existem 114 distribuidoras de energia elétrica no Brasil. Destas, 63 são concessionárias, 38 são permissionárias e outras 13 são cooperativas de eletrização rural (ANEEL, 2017b).

O sistema de distribuição atual caracteriza-se por ser extenso e altamente ramificado. Além disso, as redes de distribuição atualmente apresentam topologia predominantemente radial (ABRADEE, 2018).

Os sistemas radiais são aqueles nos quais existe apenas um caminho para o fluxo de carga entre a subestação e as cargas. Um exemplo desta topologia pode ser

observado na Figura 3. Este tipo de sistema é o mais utilizado no SD devido ao menor custo e a simplicidade no planejamento, construção e operação (MARTINS, 2018).

FIGURA 3 - TOPOLOGIA DE UM SISTEMA RADIAL



FONTE: MARTINS (2018).

Outra característica relevante é que as linhas do sistema de distribuição apresentam valores elevados de resistência (R) em relação ao seu valor de reatância (X). Isto faz com que a relação R/X alcance valores iguais ou superiores à unidade (MARTINS, 2018).

O SD pode ser subdividido em redes de subtransmissão, subestações de distribuição e redes de distribuição. As redes de subtransmissão compreendem o conjunto de linhas e subestações que conectam a rede básica às subestações de distribuição e que apresentam tensões típicas entre 69 kV e 230 kV (ANEEL, 2018a).

As subestações de distribuição são responsáveis por realizar o rebaixamento do nível da tensão proveniente das redes de subtransmissão. Elas reduzem a alta tensão para valores caracterizados como média tensão (entre 2,3 e 44 kV) e distribuem a energia para as redes de distribuição (ABRADEE, 2018).

As redes de distribuição, por sua vez, referem-se ao conjunto de linhas de distribuição (primárias e secundárias) e de equipamentos associados que transportam a energia à maioria dos consumidores. Sua tensão típica compreende valores inferiores a 69 kV (ANEEL, 2018a).

As linhas de distribuição primárias apresentam média tensão e realizam a conexão entre subestações de distribuição e os transformadores de distribuição. Os transformadores de distribuição, por sua vez, têm a função de transformar os níveis de média tensão para valores de baixa tensão. Na maioria das regiões brasileiras, os transformadores de distribuição rebaixam a tensão de 13,8 kV para 220 V ou 127 V (ANEEL, 2018a; ABRADEE, 2018).

As linhas de distribuição secundárias estão localizadas no secundário dos transformadores de distribuição e possuem tensões que pode variar entre 110 V e 440 V. Elas levam energia elétrica até as residências e pequenos comércios e indústrias por meio dos ramais de ligação (ABRADEE, 2018; MARTINS, 2018).

2.3 MICRORREDES E A REDE DE DISTRIBUIÇÃO

A rede de distribuição pouco evoluiu nas últimas décadas e permanece com predomínio de fluxo de energia unidirecional e características passivas (LEITE; CRUZ, 2017). A fim de melhorar questões como confiabilidade, eficiência e qualidade de energia, a rede de distribuição elétrica tem sido acrescida de equipamentos como sensores, chaves, religadores manuais e automáticos, banco de capacitores e transformadores com mudança de tap (reguladores) (FREITAS, 2015).

Porém ainda é evidente a necessidade de modernização e reestruturação da tradicional rede de distribuição, bem como da regulamentação brasileira, para que as microrredes possam operar de forma totalmente integrada com o SEP e para que este possa tirar maior proveito deste novo conceito. Ou seja, para que a inserção de microrredes proporcione efetivamente aumento da qualidade de energia, confiabilidade e eficiência energética (LEITE; CRUZ, 2017; FREITAS, 2015).

A modernização das redes de distribuição se dará por meio de elementos como Automação Avançada de Distribuição (ADA), Medição Inteligente (AMI) e estrutura de telecomunicação e tecnologia da informação (FREITAS, 2015). Porém a adição de tais elementos tornará o SD mais complexo, uma vez que tudo deverá estar interconectado, controlado e automatizado de forma que seja possível o fluxo bidirecional de dados. Além disso, a inserção de GD também trará elevação da complexidade da operação, planejamento, expansão e proteção do sistema, uma vez que tornará o fluxo de potência bidirecional (MARTINS, 2018).

2.4 REVISÃO DE LITERATURA

A fim de realizar a seleção do banco de artigos utilizados para elaboração desta revisão de literatura, primeiramente foram escolhidas os conjuntos de palavras-chaves, com as quais foi efetuada uma busca no banco de dados do *Google Scholar*. Os conjuntos de palavras-chaves e suas quantidade de documentos resultantes da busca estão dispostos sob a forma da Tabela 3.

TABELA 3 - RELAÇÃO DAS PALAVRAS-CHAVES E NÚMERO DE DOCUMENTOS RESULTANTES

CONJUNTO DE PALAVRAS-CHAVE	NÚMERO DE DOCUMENTOS
<i>“OpenDSS”+ “time series”+ “power flow”</i>	1400
<i>“optimal scheduling”+ “demand response”+ “microgrid” + “mixed integer linear programming”</i>	4070
TOTAL	5470

FONTE: A autora (2018).

Na sequência foi realizada a leitura dos títulos dos primeiros 150 arquivos de cada busca e então foram selecionados apenas os títulos correlacionados com os objetivos do presente trabalho. Isto resultou em 24 documentos.

Posteriormente os resumos dos documentos selecionados foram lidos e depois foram selecionados os documentos considerados mais relevantes para o desenvolvimento deste projeto. Por fim, por indicação do professor orientador, foi adicionado o trabalho de Santos (2016) à este referencial teórico, pois o mesmo tem propósitos semelhantes e serviu de base para a realização desse estudo.

Em sua pesquisa, Quiñonez (2015) apresenta um método computacional que tem como objetivo otimizar a operação diária das cargas típicas de uma microrrede residencial e da rede de distribuição. O método proposto é baseado na teoria *System of Systems* e nele tanto as microrredes quanto a rede de distribuição são considerados como sistemas autônomos que apenas trocam informações. O problema de otimização da operação diária da microrrede é modelado através da programação linear inteira mista. Já o problema de otimização das redes de distribuição é modelado através do fluxo de potência ótimo que é resolvido por meio da ferramenta MATPOWER. Através deste estudo foi possível verificar que a operação adequada das microrredes pode contribuir com a redução do pico de demanda e melhora dos níveis de tensão ou piorar estes aspectos caso não sejam adequadamente operadas. Todavia, o autor não apresenta uma metodologia para resolver os problemas relativos aos níveis de tensão que podem surgir durante a operação do sistema. Além disso,

elementos como sistema de armazenamento de energia e outras fontes de geração distribuída além de geração solar fotovoltaica não são levadas em consideração.

Coelho (2016), por sua vez, foca sua pesquisa em microrredes com veículos elétricos. Para resolver o problema de otimização, o autor também emprega a programação linear inteira mista e trata os veículos elétricos como elementos armazenadores de energia. Em sua formulação, considera como objetivos a minimização dos ciclos de cargas do veículos elétricos, além da redução dos custos e do pico da demanda. A geração distribuída a partir de fonte eólica e solar fotovoltaica são consideradas. Apesar de apresentar uma formulação que gera resultados satisfatórios, o autor não trata das cargas residenciais. Coelho também não realiza a integração das microrredes com o sistema de distribuição.

Santos (2016) desenvolveu modelos computacionais a fim de realizar o gerenciamento energético. Para isso, primeiramente o autor criou um modelo baseado em Programação Linear Inteira Mista (PLIM), cujo objetivo era otimizar cargas controláveis e não controláveis, microgeração fotovoltaica, veículos elétricos e sistemas de armazenamento de uma microrrede composta apenas por residências.

Em seguida, o Santos criou outros dois modelos computacionais com o intuito de otimizar as microrredes e o sistema de distribuição de forma integrada, respeitando os limites de tensão da rede de distribuição estipulados pelas normas e regulamentações brasileiras. Para isso, ambos os modelos alteravam os limites das potências injetadas e demandadas pelas microrredes. Entretanto a solução de um dos modelos era baseada em Fluxo Ótimo de Potência (FPO), enquanto que a do outro era baseado em ajustes realizados por um fator fixo.

Para a validação do primeiro modelo proposto foi utilizada a ferramenta `lp_solve` do MATLAB, através da qual foram analisados três cenários. No primeiro cenário foram levadas em consideração apenas as cargas controláveis e as não controláveis e o veículo elétrico. No segundo cenário, por sua vez, foi ainda inserida a microgeração fotovoltaica. Por fim, no terceiro cenário, houve a adição dos sistemas de armazenamento.

Para cada um desses cenários foram realizadas duas simulações. Na primeira foi considerado o uso comum da energia elétrica e dos componentes estudados. Já na segunda foi considerada a operação de casas inteligentes que continham os componentes estudados.

Nas simulações dos demais modelos, foi empregado o pacote MATPOWER, também do MATLAB, por meio do qual foram analisados dois sistemas de distribuição, um com 4 e outro com 20 barras. Tais sistemas eram compostos por microrredes residenciais, casas “não inteligentes”, comércio e geração fotovoltaica.

Por meio de análise dos resultados obtidos, o autor concluiu que todos os modelos propostos se mostraram efetivos. Isto porque eles conseguiram atingir o objetivo proposto, regulando os níveis de tensão na rede, além de obter os menores custos possíveis para o consumidor.

Todavia, alguns aprimoramentos poderia ser efetuados, como por exemplo a adição de outras fontes de energias renováveis e outros tipos de cargas além das residenciais. Outro aprimoramento possível consiste na aplicação de ferramentas mais adequadas às análises do sistema de distribuição. Também poderiam ser adicionadas geração distribuída e sistemas de armazenamento conectados diretamente no sistema de distribuição.

Baseado na revisão bibliográfica citada, o presente trabalho busca criar uma ferramenta computacional aprimorada, na qual sejam implementadas modelagens elétricas da microrrede e seus componentes e embutidas ferramentas de cálculo de fluxo de potência.

3 MATERIAIS E MÉTODOS

O presente trabalho foi dividido em dois subproblemas. O primeiro modelo computacional proposto refere-se a alocação de forma otimizada dos componentes da microrrede. Neste modelo, as microrredes são consideradas como entidades autossuficientes que podem estar ou não conectadas à rede de distribuição. Neste contexto, objetiva-se minimizar os custos de energia elétrica da microrrede, assim como reduzir a quantidade de ciclos de carga e descarga das baterias convencionais e das baterias dos veículos elétricos.

O segundo modelo proposto, por sua vez, consiste num modelo computacional que coordena a operação diária do sistema de distribuição de energia elétrica de forma a considerar o impacto das microrredes e seus componentes. Neste âmbito, busca-se obter uma solução que simultaneamente apresente menor custo de operação e níveis de tensões adequados na rede de distribuição, bem como menores custos de operação para as microrredes.

É interessante salientar que para os dois modelos propostos o horizonte de estudo adotado foi de 24 horas com discretização horária. Além disso, as simulações foram realizadas em um computador com processador Intel® Core™ i3-2350M 2.30 GHz e sistema operacional Windows 7 de 64 bits.

3.1 MODELO COMPUTACIONAL PARA AS MICRORREDES E SEUS COMPONENTES

As microrredes consideradas neste trabalho são do tipo residencial e incluem cargas (controláveis e não controláveis), geração distribuída (de fontes solar fotovoltaica e eólica), sistemas de armazenamento de energia através de bateria convencional de lítio-íon e baterias de veículos elétricos.

Por serem do tipo residencial, as microrredes apresentam os equipamentos elétricos presentes em uma casa como cargas. Entretanto como as cargas não controláveis não permite deslocamento de utilização, elas são tratadas como parâmetros conhecidos.

Devido ao fato dos objetivos consistirem em um problema de minimização de uma função e com base no referencial teórico, optou-se por formular as microrredes

e seus componentes por meio de um problema de Programação Linear Inteira Mista (PLIM).

Um problema de PLIM é composto por uma função objetivo linear que se pretende maximizar ou minimizar e que pode ser expressa matematicamente pela equação (1) ou pela equação (2), respectivamente. Esta função está sujeita às equações (3) a (5) que representam as restrições e limites das variáveis (MATLAB, 2018; FERREIRA, 2018). Convém destacar que para o problema das microrredes, foi empregada a equação (2).

$$\max f^t x \quad (1)$$

$$\min f^t x \quad (2)$$

$$A * x \leq b \quad (3)$$

$$Aeq * x = beq \quad (4)$$

$$lb \leq x \leq ub \quad (5)$$

Em que:

f^t = vetor composto por uma coluna que corresponde aos coeficientes da função objetivo linear;

x = vetor de valores inteiros composto por uma coluna e que corresponde às constantes da função objetivo linear;

A = matriz de coeficientes lineares das restrições de desigualdade que apresenta número de linhas igual à quantidade de restrições de desigualdade e número de colunas igual à quantidade de variáveis existentes nestas desigualdades;

b = vetor de valores constantes das restrições de desigualdade que possui uma coluna com quantidade de elementos igual ao número de restrições de desigualdade;

Aeq = matriz de coeficientes lineares das restrições de igualdade que apresenta número de linhas igual à quantidade de restrições de igualdade e número de colunas igual à quantidade de variáveis existentes nestas igualdades;

beq = vetor de valores constantes das restrições de igualdade que possui uma coluna com quantidade de elementos igual ao número de restrições de igualdade;

lb = vetor de valores que representam os limites inferiores;

ub = vetor de valores que representam os limites superiores.

A partir da aplicação da formulação baseada no PLIM, foram definidas as modelagens elétricas adotadas tanto para a microrrede quanto para os seus componentes considerados. Vale ressaltar que as modelagens elétricas utilizadas no presente trabalho são derivadas do referencial teórico apresentado no Capítulo 2.

3.1.1 Modelagem elétrica

A microrrede foi modelada como uma função multi-objetiva, disposta sob a forma da equação (6), e teve como base a formulação apresentada em Santos (2016) e Coelho (2016). Como é possível perceber na equação (6), a função apresenta dois objetivos com pesos distintos (λ^{custos} e λ^{ciclos}). O primeiro consiste em reduzir os custos relacionados à energia elétrica, enquanto que o segundo visa minimizar os ciclos de carga e descarga do veículo elétrico a fim de garantir maior vida útil de sua bateria.

$$\min \left(\lambda^{custos} \frac{F_{obj}^{custos}}{|V_{obj}^{custos.otima}|} + \lambda^{ciclos} \frac{F_{obj}^{ciclos}}{|V_{obj}^{ciclos.otima}|} \right) \quad (6)$$

Em que:

F_{obj}^{custos} = função objetivo relativa aos custos com energia elétrica (R\$);

F_{obj}^{ciclos} = função objetivo relativa aos ciclos de carga e descarga do VE;

λ^{custos} = peso da função objetivo relativa aos custos;

λ^{ciclos} = peso da função objetivo relativa aos ciclos;

$V_{obj}^{custos.otima}$ = valor ótimo da função objetivo de custos (R\$);

$V_{obj}^{ciclos.otima}$ = valor ótimo da função objetivo de ciclos.

A parcela que representa a função objetivo ciclos é dada pela equação (7), na qual são levadas em consideração o início dos ciclos de carga ($Y_t^{ve.carga.ON}$) e de

descarga ($Z_t^{ve.desc.ON}$) do veículo elétrico. Nesta equação, $Y_t^{ve.carga.ON}$ assume valor unitário no período em que o VE inicia um ciclo de carga, enquanto que $Z_t^{ve.desc.ON}$ vale 1 no período em que ele inicia um ciclo de descarga.

$$F_{obj}^{ciclos} = \sum_{t=1}^{Nper} (Y_t^{ve.carga.ON} + Z_t^{ve.desc.ON}) \quad (7)$$

Em que:

$Nper$ = número de períodos considerados no horizonte estudado;

t = índice que varia de 1 até $Nper$ e que representa cada período do horizonte de estudo;

$Y_t^{ve.carga.ON}$ = variável binária que indica se o VE iniciou um ciclo de carregamento no período t , ou seja, assume valor unitário apenas no período que o VE inicia um ciclo de carga;

$Z_t^{ve.desc.ON}$ = variável binária que indica se o VE iniciou um ciclo de descarregamento no período t , ou seja, assume valor unitário apenas no período que o VE inicia um ciclo de descarga.

Já a parcela da equação correspondente a função objetivo de custos pode ser calculada conforme a equação (8). Esta equação permite obter a soma dos custos resultantes de cada período, levando em consideração se a energia resultante da microrrede (E_t^{result}) está sendo injetada (representada por valores negativos) ou consumida (correspondente à valores positivos) naquele instante de tempo, bem como os preços de compra e venda de energia.

$$F_{obj}^{custos} = \sum_{t=1}^{Nper} [(E_t^{result} + Aux_t^{result}) * Preço_t^{compra} - Aux_t^{result} * Preço_t^{venda}] \quad (8)$$

Em que:

$Preço_t^{compra}$ = parâmetro conhecido referente ao preço de compra de energia da rede no período t (R\$);

$Preço_t^{venda}$ = parâmetro conhecido referente ao preço de venda de energia da rede no período t (R\$);

E_t^{result} = variável referente à energia resultante da casa no período t (kWh);

Aux_t^{result} = variável auxiliar que identifica a injeção ou demanda de energia resultante no período t (kWh).

Para que todos esses fatores pudessem ser agrupados em uma única equação foi criada uma variável auxiliar (Aux_t^{result}) que permite verificar se está ocorrendo a injeção ou demanda de energia. Caso a energia resultante assuma um valor negativo, esta variável auxiliar assumirá valor igual a 0 e indicará a venda de energia elétrica. Caso contrário, ela equivalerá a $-E_t^{result}$ e indicará a compra de energia.

A energia resultante da microrrede, por sua vez, é expressa pela equação (9) que consiste na soma de toda energia injetada e demanda pela microrrede. Assim como no caso da E_t^{result} , valores negativos para cada uma das parcelas desta equação indicam que as energias estão sendo injetadas na rede, enquanto que valores positivos indicam que estão sendo demandadas.

$$E_t^{result} = C_t^{total} + G_t^{solar} + G_t^{eolica} + A_t^{result} + VE_t^{result} \quad (9)$$

C_t^{total} = variável referente ao consumo total das cargas da casa (controláveis e não controláveis) no período t (kWh);

A_t^{result} = variável referente à energia resultante do sistema de armazenamento no período t (kWh);

VE_t^{result} = variável referente à energia resultante do veículo elétrico no período t (kWh);

G_t^{solar} = parâmetro referente à geração solar fotovoltaica da microrrede no período t (kWh);

G_t^{eolica} = parâmetro referente à geração eólica da microrrede no período t (kWh).

O consumo total das cargas da microrrede pode ser calculado através da equação (10), que consiste na soma do consumo das cargas controláveis e não controláveis.

$$C_t^{tot} = C_t^{\tilde{n}cont} + \sum_{n=1}^{N^{cont}} C_{t,n}^{cont} * \frac{W_{t,n}^{cont}}{60} \quad (10)$$

Em que:

N^{cont} = número de cargas controláveis na casa;

n = índice que varia de 1 até N^{cont} e que representa cada carga controlável;

$C_t^{\tilde{n}cont}$ = parâmetro referente ao consumo total das cargas não controláveis no período t (kWh);

$C_{t,n}^{cont}$ = variável referente ao consumo total da carga controlável n no período t (kWh);

$W_{t,n}^{cont}$ = variável referente ao tempo de operação da carga controlável n no período t (minutos).

A formulação relacionada às cargas controláveis foi baseada em Santos (2016) e Quiñonez (2015). Para delimitar o intervalo entre o início e fim de um ciclo de operação de carga foi utilizada a equação (11). Nesta equação, a variável binária $Y_{n,t}^{cont.ON}$ se mantém igual a 1 e a variável binária $Z_{n,t+l}^{cont.OFF}$ igual a 0 enquanto durar o ciclo de operação da carga.

$$(MTO_n^{cont} - 1) * \left(Y_{n,t}^{cont.ON} + \sum_{l=1}^{MTO_n^{cont}-1} Z_{n,t+l}^{cont.OFF} \right) \leq (MTO_n^{cont} - 1) \quad (11)$$

Em que:

MTO_n^{cont} = parâmetro conhecido referente à quantidade de períodos de operação da carga;

l = índice que varia de 1 até $MTO_n^{cont} - 1$, e contabiliza os períodos de um ciclo de operação da carga n ;

$Y_{n,t}^{cont.ON}$ = variável binária que indica se a carga controlável n iniciou um ciclo de operação ou não no período t ;

$Z_{n,t}^{cont.OFF}$ = variável binária que indica se a carga controlável n termina um ciclo de operação ou não no período t ;

O parâmetro MTO_n^{cont} pode ser obtido por meio do arredondamento do resultado obtido na equação (12) para o valor inteiro imediatamente superior (caso o valor não seja inteiro) ou igual (caso seja inteiro).

$$MTO_n^{real_cont} = \frac{Tciclo_n^{cont}}{60} \quad (12)$$

Em que:

$MTO_n^{real_cont}$ = parâmetro conhecido referente ao mínimo tempo de operação real da carga controlável n (h);

$Tciclo_n^{cont}$ = parâmetro conhecido referente ao tempo de um ciclo de operação da carga controlável n (minutos).

Para contabilizar a sequência de períodos em que uma carga permanece operando, pode-se utilizar a equação (13). As variáveis $Y_{n,t}^{cont.ON}$ e $X_{n,t}^{cont}$ terão valores iguais tanto no período em que se inicia um ciclo de operação quanto no período seguinte ao término de um ciclo.

$$Y_{n,t+MTO_n^{aux_cont}}^{cont.ON} - X_{n,t+MTO_n^{aux_cont}}^{cont} \geq Y_{n,t}^{cont.ON} - X_{n,t}^{cont} - (1 - Y_{n,t}^{cont.ON}) \quad (13)$$

Em que:

$X_{n,t}^{cont}$ = variável binária que indica se a carga controlável n está operando ou não no período t .

A fim de identificar quando a carga controlável inicia e termina o seu ciclo de operação é utilizada a equação (14). Já para delimitar o tempo total de operação da carga durante todo o horizonte estudado, emprega-se a equação (15).

$$X_{n,t}^{cont} - X_{n,t-1}^{cont} = Y_{n,t}^{cont.ON} - Z_{n,t}^{cont.OFF} \quad (14)$$

$$\sum_{t=1}^{24} W_{n,t}^{cont} = 60 * Nciclos_n^{cont} * MTO_n^{real_cont} \quad (15)$$

Em que:

$Nciclos_n^{cont}$ = parâmetro conhecido referente ao número de ciclos de operação da carga controlável n .

A limitação do tempo por período é dada pela equação (16), de acordo com a qual estabelece-se que as cargas podem operar por no máximo 60 minutos durante cada período. A equação (17) força a carga a variável $W_{n,t}^{cont}$ a cumprir o tempo completo de um ciclo de operação quando a carga o tiver iniciado.

$$W_{n,t}^{cont} \leq 60 * X_{n,t}^{cont} \quad (16)$$

$$\sum_{l=0}^{MTO_n^{auxcont}-1} W_{n,t+l}^{cont} \geq 60 * MTO_n^{real_cont} * Y_{n,t}^{cont.ON} \quad (17)$$

A formulação do sistema de geração solar fotovoltaico é baseada em Villalva e Gazoli (2015) e está exposta na equação (18). Para o sistema eólico, utilizou-se como referência a equação (19) proveniente de Pinto (2015).

$$G_t^{solar} = \frac{\eta^{mód} * N^{mód} * A^{mód} * \eta^{inv} * (1 - Perdas) * Insol_t}{1000} \quad (18)$$

$$G_t^{eolica} = \frac{\frac{1}{2} * \rho * A * CP * v^3}{1000} \quad (19)$$

Em que:

G_t^{solar} = energia gerada pelo sistema fotovoltaico no período t (kWh);

$\eta^{mód}$ = rendimento do módulo fotovoltaico;

$N^{mód}$ = número de módulos fotovoltaicos;

$A^{mód}$ = área ocupada pelos módulos fotovoltaicos (m²);

η^{inv} = rendimento do inversor;

$Perdas$ = perdas diversas do sistema fotovoltaico;

$Insol_t$ = insolação recebida pelo módulo fotovoltaico no período t (Wh/m²).

G_t^{eolica} = energia gerada pelo sistema eólico no período t (kWh);

ρ = massa específica do ar (em condições normais é igual à 1,225 kg/m³);

A = Área de giro das pás do aerogerador (m²);

CP = Eficiência do aerogerador;

v^3 = velocidade média do vento no período t (m/s).

As equações referentes ao sistema de armazenamento de energia tem como base àquelas apresentadas em Wu, Wang e Bie (2012), Coelho (2016) e Santos (2016). A energia resultante do sistema de armazenamento de energia é dada pela equação (20).

$$A_t^{result} = \frac{A_t^{carga}}{\eta^{A_{carga}}} - \eta^{A_{desc}} * A_t^{desc} \quad (20)$$

Em que:

A_t^{carga} = variável referente à energia efetivamente carregada do SAE no período t (kWh);

A_t^{desc} = variável referente à energia efetivamente descarregada do SAE no período t (kWh);

$\eta^{A_{carga}}$ = parâmetro conhecido referente à eficiência de carga do SAE;

$\eta^{A_{desc}}$ = parâmetro conhecido referente à eficiência de descarga do SAE.

A partir da equação (21) é possível calcular a energia total armazenada no SAE ao final do período t . Já por meio da equação (22), pode-se definir os limites do nível de energia armazenada no SAE.

$$A_t^{total} = A_{t-1}^{total} + A_t^{carga} - A_t^{desc} \quad (21)$$

$$A^{%min} * A^{cap_{m\acute{a}x}} \leq A_t^{total} \leq A^{%m\acute{a}x} * A^{cap_{m\acute{a}x}} \quad (22)$$

Em que:

A_t^{total} = variável referente à energia total que está armazenada no SA ao final do período t (kWh);

A_{t-1}^{total} = variável referente à energia total que está armazenada no SA no período anterior a t (kWh).

$A^{cap_{m\acute{a}x}}$ = parâmetro referente à capacidade máxima de armazenamento (kWh);

$A^{%m\acute{a}x}$ = parâmetro referente ao nível máximo de armazenamento (%);

$A^{%min}$ = parâmetro referente ao nível mínimo de armazenamento (%).

Os limites da quantidade de energia que pode ser carregada ou descarregada em um período estão dispostos sob a forma das equações (23) e (24), enquanto que a restrição que estabelece que o SAE não pode carregar e descarregar simultaneamente é descrita pela equação (25).

$$0 \leq A_t^{carga} \leq A^{m\acute{a}x_{carga}} * X_t^{amz_{carga}} \quad (23)$$

$$0 \leq A_t^{desc} \leq A^{m\acute{a}x_{desc}} * X_t^{amz_{desc}} \quad (24)$$

$$X_t^{amz_{carga}} + X_t^{amz_{desc}} \leq 1 \quad (25)$$

Em que:

$A^{m\acute{a}x_{carga}}$ = parâmetro conhecido referente ao limite máximo de energia carregada do SA em um período (kWh);

$A^{m\acute{a}x_{desc}}$ = parâmetro conhecido referente ao limite máximo de energia descarregada do SA em um período (kWh);

$X_t^{amz_{carga}}$ = variável binária que indica se o SA está se carregando no período t , ou seja, assume valor unitário apenas quando o SA está se carregando;

$X_t^{amz_{desc}}$ = variável binária que indica se o SA está se descarregando no período t , ou seja, assume valor unitário apenas quando o SA está se descarregando.

Por fim, as equações relacionadas ao VE tiveram como referencial os trabalhos de Santos (2016), Quiñonez (2015) e Coelho (2016). A energia armazenada na bateria do VE ao final do período t pode ser descrita pela equação (26).

$$VE_t^{total} = (VE_{t-1}^{tot} + VE_t^{carga} - VE_t^{desc}) * X_t^{VE_{conec}} + VE_t^{cheg} \quad (26)$$

Em que:

VE_t^{total} = variável referente à energia total que está armazenada no VE ao final do período t (kWh);

VE_{t-1}^{tot} = variável referente à energia total que está armazenada no VE ao final do período anterior a t (kWh);

VE_t^{carga} = variável referente à energia efetivamente carregada do VE no período t (kWh);

VE_t^{desc} = variável referente à energia efetivamente descarregada do VE no período t (kWh);

$X_t^{VE_{conec}}$ = parâmetro binário que indica se o VE está conectado ou não à rede da casa no período t .

VE_t^{cheg} = parâmetro conhecido referente à energia armazenada no VE (kWh).

Para os períodos em que o VE está conectado, o parâmetro $X_t^{VE_{conec}}$ deve ser declarado com valor unitário, caso contrário, valor nulo. O parâmetro VE_t^{cheg} só apresentará valor diferente de 0 se o VE estiver chegando à residência no período t .

Através da equação (26) é possível perceber que nos períodos em que o VE não está residência, VE_t^{total} terá valor nulo e nos períodos que ele chega a residência,

VE_t^{total} será igual a VE_t^{cheg} . Já nos períodos em que o VE estiver conectado à residência, VE_t^{total} será igual a soma de VE_{t-1}^{tot} e VE_t^{carga} , subtraído de VE_t^{desc} .

A energia resultante do VE pode ser calculada por meio da equação (27) e a limitação mínima e máxima do nível de carga do VE pela equação (28). As energias mínima e máxima armazenadas no VE são dadas pelas equações (29) e (30). Vale ressaltar que em ambos os casos os valores serão nulos quando o VE não tiver conectado.

$$VE_t^{result} = \frac{VE_t^{carga}}{\eta^{VE_carga}} - \eta^{VE_desc} * VE_t^{desc} \quad (27)$$

$$VE_t^{tot_min} \leq VE_t^{total} \leq VE_t^{tot_máx} \quad (28)$$

$$VE_t^{tot_min} = (VE_{\%_min} * VE^{cap_máx} + VE_t^{viagem}) * X_t^{VE_conec} \quad (29)$$

$$VE_t^{tot_máx} = VE_{\%_máx} * VE^{cap_máx} * X_t^{VE_conec} \quad (30)$$

Em que:

η^{VE_carga} = parâmetro conhecido referente à eficiência de carga do VE;

η^{VE_desc} = parâmetro conhecido referente à eficiência de descarga do VE.

$VE_t^{tot_min}$ = parâmetro conhecido referente à mínima energia armazenada na bateria do VE no período t (kWh);

$VE_t^{tot_máx}$ = parâmetro conhecido referente à máxima energia armazenada na bateria do VE no período t (kWh).

$VE_{\%_min}$ = parâmetro conhecido referente ao nível mínimo de armazenamento do VE (%);

$VE_{\%_máx}$ = parâmetro conhecido referente ao nível máximo de armazenamento do VE (%);

$VE^{cap_máx}$ = parâmetro conhecido referente à capacidade máxima de armazenamento do VE (kWh);

VE_t^{viagem} = parâmetro conhecido referente à energia armazenada do VE necessária para um trajeto (kWh) no período t .

Os limites de máximo carregamento e descarregamento para cada períodos pode ser expressos pelas equações (31) e (32), respectivamente. A garantia de que a bateria do VE esteja apenas carregando ou descarregando quando estiver conectada à residência é descrita pela equação (33).

$$0 \leq VE_t^{carga} \leq VE^{m\acute{a}x_carga} * X_t^{VE_carga} \quad (31)$$

$$0 \leq VE_t^{desc} \leq VE^{m\acute{a}x_desc} * X_t^{VE_desc} \quad (32)$$

$$X_t^{VE_desc} + X_t^{VE_carga} \leq X_t^{VE_conec} \quad (33)$$

Em que:

$VE^{m\acute{a}x_carga}$ = parâmetro conhecido referente ao limite máximo de carga do VE em um período (kWh);

$VE^{m\acute{a}x_desc}$ = parâmetro conhecido referente ao limite máximo de descarga do VE em um período (kWh);

$X_t^{VE_carga}$ = variável binária que indica se o VE está carregando (valor unitário) ou não (valor nulo) no período t ;

$X_t^{VE_desc}$ = variável binária que indica se o VE está descarregando (valor unitário) ou não (valor nulo) no período t .

Para identificar a quantidade de ciclos de carga e descarga do VE no horizonte de estudo são empregadas as equações (34) e (35). Por fim, a equação (36) descreve as limitações das variáveis binárias.

$$X_t^{VE_carga} - X_{t-1}^{VE_carga} = Y_t^{VE.carga.ON} - Y_t^{VE.carga.OFF} \quad (34)$$

$$X_t^{VE_desc} - X_{t-1}^{VE_desc} = Z_t^{VE.desc.ON} - Z_t^{VE.desc.OFF} \quad (35)$$

$$0 \leq Y_{n,t}^{cont.ON}, X_{n,t}^{cont}, Z_{n,t}^{cont.OFF}, X_t^{VE_desc}, X_t^{VE_carga}, Y_t^{VE.carga.ON}, \quad (36)$$

$$Y_t^{VE.carga.OFF}, Z_t^{VE.desc.ON}, Z_t^{VE.desc.OFF}, X_t^{VE_conec}, X_t^{amz_carga},$$

$$X_t^{amz_desc} \leq 1$$

Em que:

$Y_t^{VE.carga.ON}$ = variável binária que indica se houve o início de um ciclo de carga no período t ;

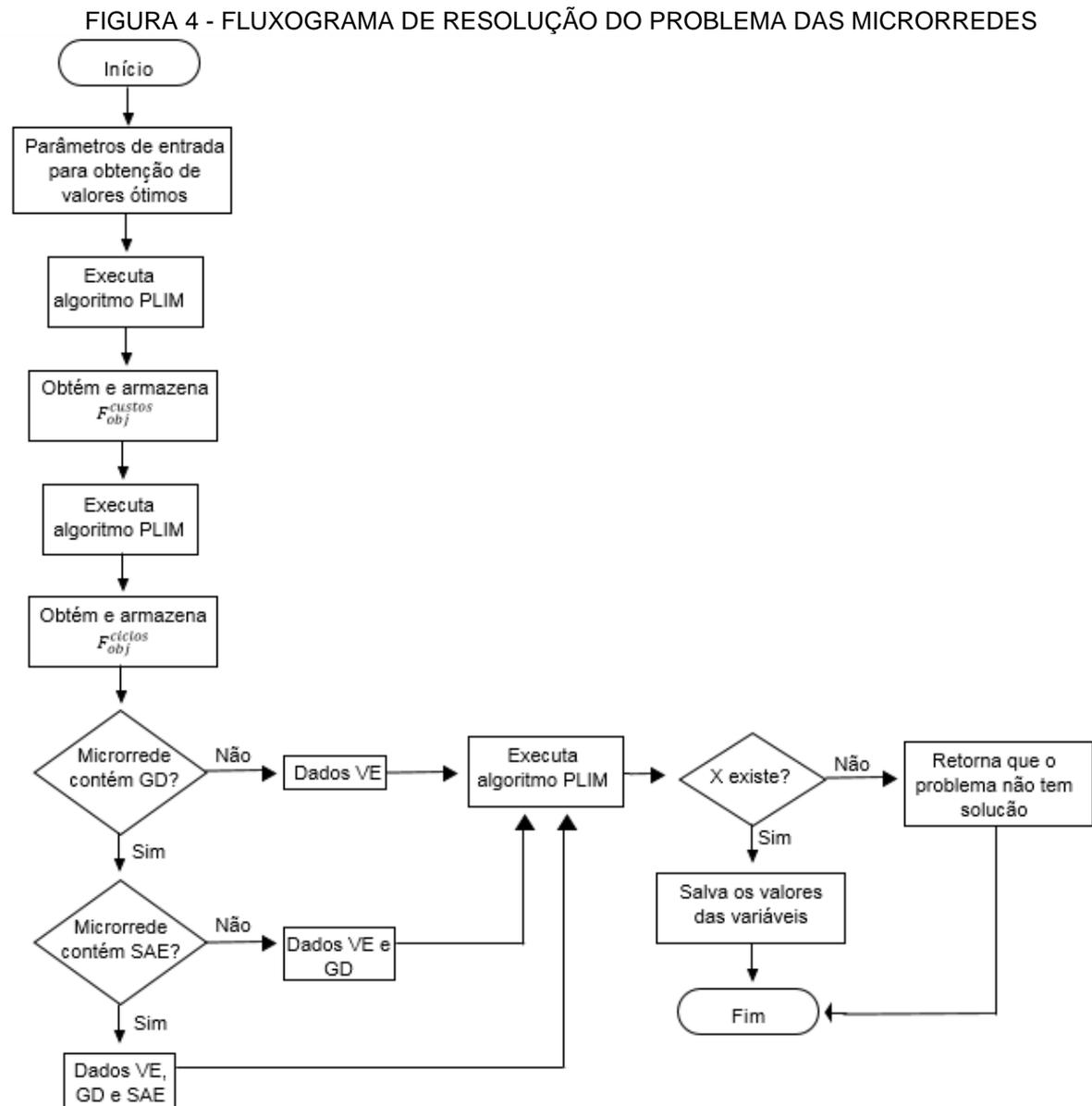
$Z_t^{VE.desc.ON}$ = variável binária que indica se houve o início de um ciclo de carga no período t ;

$Y_t^{VE.carga.OFF}$ = variável binária que indica se houve o término de um ciclo de carga no período t ;

$Z_t^{VE.desc.OFF}$ = variável binária que indica se houve o término de um ciclo de carga no período t .

3.1.2 Implementação computacional

A implementação computacional da resolução do problema de otimização da operação das microrredes e seus componentes seguiu as etapas expostas no fluxograma disposto sob a forma da Figura 4.



FONTE: A autora (2018).

Como é possível notar por meio do fluxograma apresentado na Figura 4, primeiramente os parâmetros para a obtenção dos valores ótimos da função objetivo foram fornecidos. Com base nestes parâmetros, o algoritmo PLIM foi executado duas vezes em sequência para chegar aos valores de F_{obj}^{custos} e F_{obj}^{ciclos} , que foram aplicados para ajudar a definir a função objetivo da microrrede.

Posteriormente verificou-se quais componentes estavam presentes na microrrede em estudo e então foram obtidos os dados correspondentes para cada caso. Entre as opções de composição possíveis estavam: microrredes compostas apenas por cargas e veículo elétrico; microrredes que, além dos componentes citados, também possuía GD; microrredes que possuíam cargas, VE, GD e SAE.

Por fim, o algoritmo PLIM foi executado e caso o vetor x existisse salvava os resultados das variáveis. Em caso contrário retornava uma mensagem informando que o problema não tinha solução viável. As etapas presentes no algoritmo PLIM, por sua vez, podem ser observadas por meio do fluxograma da Figura 5.

O algoritmo PLIM consiste em primeiramente criar as variáveis do problema. Depois as matrizes A e Aeq são montadas e transformadas em esparsas. Os vetores b , beq , lb e ub são então criados e por fim, aplica-se o algoritmo *Branch-Bound*.

O algoritmo *Branch-Bound*, por sua vez, baseia-se na filosofia “dividir para conquistar”. Ou seja, este algoritmo divide o problema principal em subproblemas a fim de facilitar a sua resolução, processo que é denominado de ramificação. A conquista é realizada então em dois passos. O primeiro consiste em encontrar a melhor solução do subconjunto gerado na ramificação, enquanto que no segundo passo os subconjuntos são descartados caso o limite indicar que o mesmo não pode conter uma solução ótima (FERREIRA, 2018).

Cabe ressaltar que neste trabalho a aplicação do algoritmo *Branch-Bound* é feita por meio da utilização do *solver* denominado “intlinprog”, que vem contido na instalação padrão das versões mais recentes do MATLAB.

FIGURA 5 - FLUXOGRAMA DO ALGORITMO PLIM



FONTE: A autora (2018).

3.1.3 Recursos

O MATLAB (*MATrix LABoratory*) pode ser descrito como um programa otimizado para realizar cálculos científicos e de engenharia que implementa a linguagem também denominada de MATLAB. Entre as vantagens deste *software*, pode-se citar a sua facilidade de utilização, que é devida ao fato de existirem documentações, manuais e demonstrações disponíveis para consulta. Outra vantagem é a sua independência de plataforma (SANTIS, 2016).

Além disso, nele também existe uma vasta biblioteca de funções pré-definidas que facilitam e tornam mais eficiente a resolução de problemas técnicos, já que apresentam soluções pré-empacotadas e testadas (CHAPMAN, 2011).

Entre as desvantagens estão o seu custo elevado e a possibilidade da linguagem, por ser do tipo interpretada, apresentar tempo maior de execução do que

as linguagens compiladas em tempo de execução. Apesar disso, vale ressaltar que o *software* disponibiliza versões mais baratas para estudantes e os problemas de tempo de execução pode ser contornados através de estruturação adequada do código (SANTIS, 2016).

No âmbito deste trabalho, o MATLAB foi utilizado para implementar computacional o problema das microrredes e de seus componentes por meio da abordagem de PLIM. A versão utilizada foi a R2017a 64 *bits*.

A escolha do *software* MATLAB, deu-se em função dele apresentar independência de plataforma e conter em sua instalação padrão o *solver* denominado “intlinprog”. Este *solver* consiste em uma função pré-definida que é capaz de resolver problemas que envolvam a programação linear inteira mista através da aplicação do método *Branch-Bound*.

É interessante salientar que para a implementação computacional foram criados 6 *scripts* na linguagem MATLAB. Destes, dois *scripts* consistem em funções que visa obter os valores ótimos de F_{obj}^{custos} e F_{obj}^{ciclos} e um *script* implementa o algoritmo PLIM já descrito anteriormente (seção 3.1.2). Os demais *scripts* contém funções que obtém os dados de entrada específicos para cada cenário estudado da microrrede e que chamam o terceiro *script*, além de fazer o registro dos resultados.

O fornecimento dos parâmetros de entrada, bem como o armazenamento dos resultados encontrados para as variáveis do problema são realizados pelo intermédio de planilhas do *software Microsoft Office Excel*.

Este *software* foi escolhido devido à sua facilidade de uso, além da possibilidade de integrar arquivos em outros *softwares*, como por exemplo o MATLAB e o OpenDSS (que foi empregado na resolução do problema de cálculo de fluxo de potência descrito na seção 3.2.1).

3.1.4 Simulação

Para realizar as simulações e validações do modelo computacional elaborado, foram utilizados os parâmetros descritos na sequência para a microrrede e os componentes considerados no estudo.

Como relação aos parâmetros da microrrede, foram adotados como pesos para as funções objetivo os seguintes valores: $\lambda^{custos} = 0,9$ e $\lambda^{ciclos} = 0,1$. Esta

escolha de valores foi a mesma adotada por Santos (2016) e teve como objetivo fazer com que a parcela F_{obj}^{custos} prevalecesse em relação à parcela F_{obj}^{ciclos} .

Também foram adotados como parâmetro os seguintes valores ótimos para as funções objetivo da microrrede: $|F_{obj}^{custos}| = 1.8416$ e $|F_{obj}^{ciclos}| = 1$. A obtenção destes valores deu-se por meio de duas simulações. A primeira simulação considerava que λ^{ciclos} era igual à zero e λ^{custos} com valor unitário, enquanto que a segunda considerava que λ^{custos} era igual à zero e λ^{ciclos} com valor unitário.

Os parâmetros de entrada das cargas, por sua vez, foram estabelecidos com base nos dados da Tabela 1 e na classificação empregada pela ANEEL (ambas apresentadas na seção 2.1.1). Entretanto a fim de que a microrrede apresentasse maior número de cargas controláveis e, conseqüentemente, maior número de possibilidades de alocação das cargas, foram consideradas também o forno micro-ondas, o microcomputador, a máquina de lavar roupas e a secadora de roupas.

De acordo com dados do censo demográfico de 2000, a máquina de lavar roupas, o forno micro-ondas e o microcomputadores estão presentes respectivamente em 32,9%, 19,3%, 10,6% das residências brasileiras.

Na Tabela 4 estão dispostos os dados das cargas controláveis consideradas, como potência, mínimo tempo de operação e quantidade de ciclos de operação que foram baseados em Cosern (2017). Na Tabela 5, por sua vez, estão expostos os períodos considerados como permitidos ou não para a alocação destas cargas, que correspondem aos valores de $(X_{n,t}^{cont})$.

Na Figura 6 apresenta a curva de consumo padrão de consumidores residenciais para cargas não controláveis, cujos dados também estão expostos de forma detalhada na Tabela 7.

TABELA 4 - DADOS GERAIS DAS CARGAS CONTROLÁVEIS

CARGA CONTROLÁVEL	POTÊNCIA (kW)	$T_{ciclo_n}^{cont}$ (minutos)	$N_{ciclos_n}^{cont}$
Chuveiro 4 estações	6,5	10	3
Ferro de passar roupas	1	30	1
Forno micro-ondas	1,15	5	2
Microcomputador	0,25	30	2
Máquina de lavar roupas	1	60	1
Secadora de roupas	1	60	1
TOTAL	10,9	-	-

FONTE: Modificado de COSERN (2017).

TABELA 5 - PERÍODOS PERMITIDOS OU NÃO PARA ALOCAÇÃO DE CARGAS CONTROLÁVEIS

HORA	CHUVEIRO	FERRO DE PASSAR	MICRO-ONDAS	COMPUTADOR	MÁQUINA DE LAVAR	SECADORA DE ROUPAS
1	0	0	0	0	1	1
2	0	0	0	0	1	1
3	0	0	0	0	1	1
4	0	0	0	0	1	1
5	0	0	1	0	1	1
6	1	1	1	1	1	1
7	1	1	0	1	1	1
8	0	1	0	1	1	1
9	0	1	0	1	1	1
10	0	1	0	1	1	1
11	0	1	0	1	1	1
12	0	1	1	1	1	1
13	0	1	1	1	1	1
14	0	1	0	1	1	1
15	0	1	0	1	1	1
16	0	1	0	1	1	1
17	0	1	0	1	1	1
18	1	1	1	1	1	1
19	1	1	1	1	1	1
20	1	1	1	1	1	1
21	1	1	1	1	1	1
22	1	1	1	1	1	1
23	1	1	1	1	1	1
24	1	1	1	1	1	1

FONTE: A autora (2018).

As cargas não controláveis também foram estabelecidas com base nos dados da Tabela 1 e na classificação empregada pela ANEEL. Os dados destas cargas podem ser observados na Tabela 6 e foram retirados de Cosern (2017). Vale ressaltar que são consideradas 8 horas de consumo diário da geladeira e do freezer em função desse ser o período estimado em que o compressor permanece ligado.

TABELA 6 - DADOS GERAIS DAS CARGAS NÃO CONTROLÁVEIS

CARGA NÃO CONTROLÁVEL	POTÊNCIA (kW)	HORAS DE CONSUMO DIÁRIO
Televisão acima de 30 polegadas	0,2	6
Conjunto de som	0,1	2
Geladeira duplex 430 L	0,38	8
Freezer vertical 280 L	0,2	8
Lâmpada fluorescente	0,02	8
Ar condicionado 10000 BTUs	0,95	8

FONTE: Modificado de COSERN(2017).

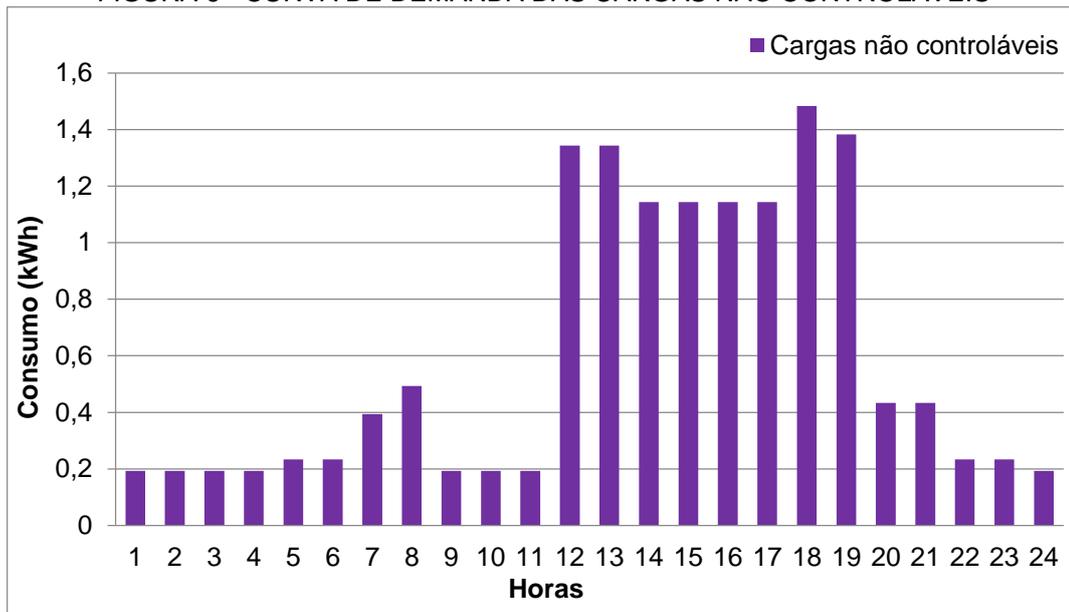
Na figura 6 pode ser observada a curva de demanda considerada para as cargas não controláveis. Estes dados também são expostos de forma detalhada na Tabela 7. Nesta tabela os dados são apresentados em função da quantidade de equipamentos utilizados simultaneamente no período multiplicado pelo tempo de operação de cada carga.

TABELA 7 - OPERAÇÃO DAS CARGAS NÃO CONTROLÁVEIS

HORA	TELEVISÃO	SOM	GELADEIRA	FREEZER	ILUMINAÇÃO	AR CONDICIONADO
1	0	0	20	20	0	0
2	0	0	20	20	0	0
3	0	0	20	20	0	0
4	0	0	20	20	0	0
5	0	0	20	20	120	0
6	0	0	20	20	120	0
7	60	0	20	20	0	0
8	60	60	20	20	0	0
9	0	0	20	20	0	0
10	0	0	20	20	0	0
11	0	0	20	20	0	0
12	60	0	20	20	0	60
13	60	0	20	20	0	60
14	0	0	20	20	0	60
15	0	0	20	20	0	60
16	0	0	20	20	0	60
17	0	0	20	20	0	60
18	60	60	20	20	120	60
19	60	0	20	20	120	60
20	60	0	20	20	120	0
21	60	0	20	20	120	0
22	0	0	20	20	120	0
23	0	0	20	20	120	0
24	0	0	20	20	0	0

FONTE: A autora (2018).

FIGURA 6 - CURVA DE DEMANDA DAS CARGAS NÃO CONTROLÁVEIS



FONTE: A autora (2018).

Para obter a curva de geração solar fotovoltaica da microrrede residencial, foram considerados os valores de radiação solar médios anuais no decorrer de um dia para o município de Curitiba contidos no trabalho de Santos (2016). Os dados de irradiação ($Insol_t$) utilizados estão dispostos sob a forma da Tabela 8.

TABELA 8 - RADIAÇÃO SOLAR MÉDIA HORÁRIA DE CURITIBA

HORA	RADIAÇÃO MÉDIA ANUAL (W/m^2)
1	0
2	0
3	0
4	0
5	4
6	48
7	150
8	273
9	395
10	486
11	534
12	534
13	486
14	395
15	273
16	150
17	48
18	4
19	0
20	0
21	0
22	0
23	0
24	0

FONTE: Adaptado de SANTOS (2016).

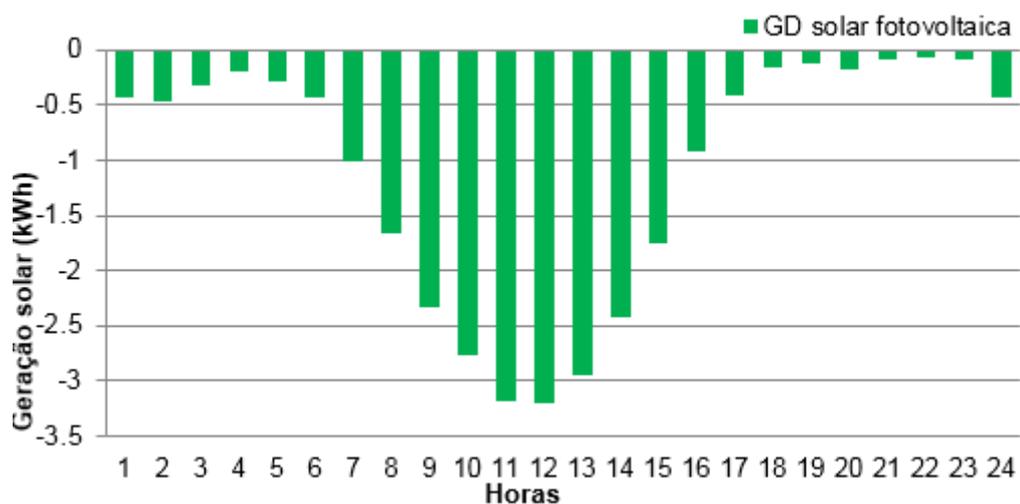
Os valores demais parâmetros de entrada do sistema de geração fotovoltaica foram extraídos do catálogo de um painel fotovoltaico com potência máxima de 255 Wp (SOLON, 2014). Tais valores estão dispostos sob a forma da Tabela 9. A curva de geração resultante está disposta sob a forma da Figura 7.

TABELA 9 - PARÂMETROS DE ENTRADA DO SISTEMA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICO

PARÂMETRO	VALOR	UNIDADE
$\eta^{mód}$	0,1524	adimensional
$N^{mód}$	30	adimensional
$A^{mód}$	1,64	m ²
η^{inv}	0,95	adimensional
Perdas	0,2	adimensional

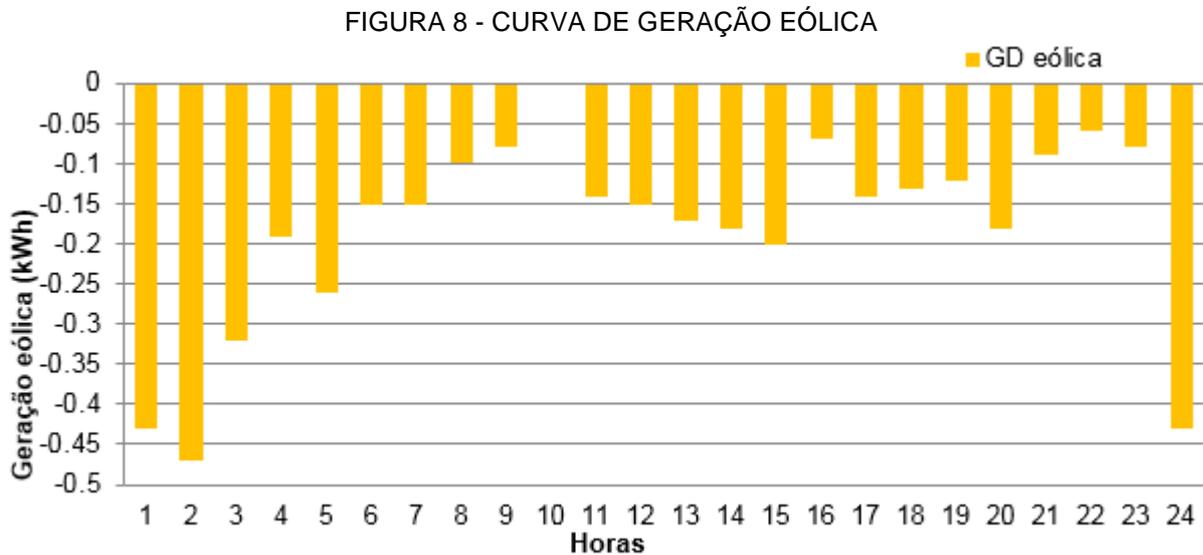
FONTE: Adaptado de SOLON (2014).

FIGURA 7 - CURVA DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA



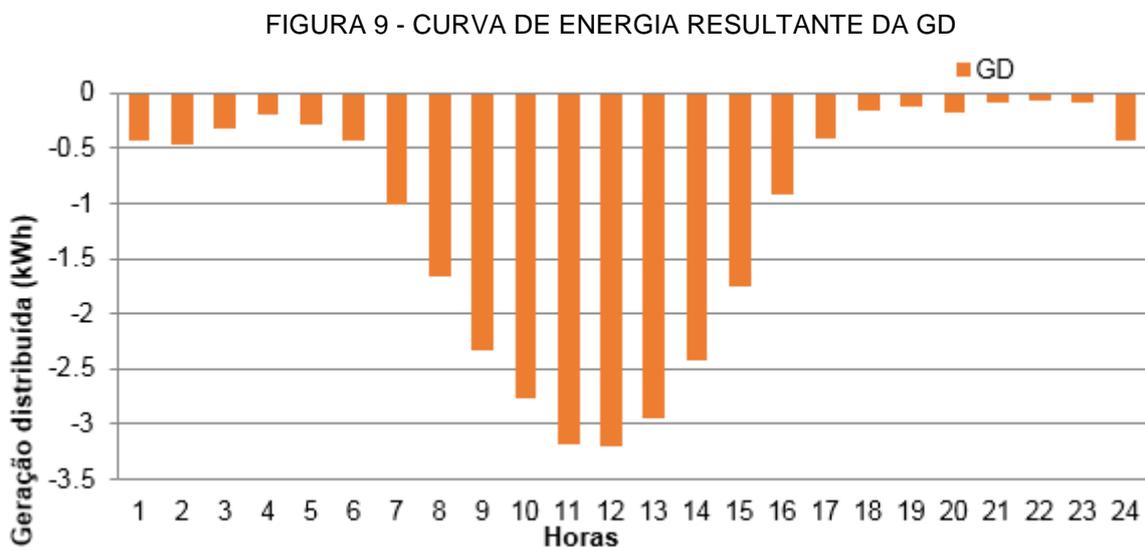
FONTE: Modificado de SANTOS (2016).

A curva de geração eólica da microrrede utilizada foi a apresentada em Moraes (2013) e está disposta na Figura 8. Para obter essa curva, Moraes considerou os valores de velocidade do vento anual média no município de Curitiba que foram obtidos no site da INMET e posteriormente tratados. Os demais parâmetros utilizados por Moraes foram $A = 18,1 \text{ m}^2$ e $CP = 0,4$. Tais parâmetros foram obtidos por ele no catálogo do aerogerador da *Hummer*® modelo H4.6-3 kW cuja potência nominal é de 3 kW.



FONTE: Adaptado de MORAES (2013).

A curva da energia resultante da GD, proveniente da soma da geração eólica e da geração solar fotovoltaica, pode ser verificado por meio da Figura 9.



FONTE: A autora (2018).

Com relação ao preço de compra da energia elétrica, foram considerados os valores apresentados na Tabela 2 (correspondentes à tarifa branca), acrescidos dos tributos praticados atualmente pela COPEL, o que resultou nos dados da Tabela 10.

TABELA 10 - VALORES DE COMPRA DE ENERGIA ELÉTRICA PARA TARIFA BRANCA

POSTO TARIFÁRIO	TARIFA SEM IMPOSTOS (R\$/kW)	TARIFA COM IMPOSTOS (R\$/kW)
Ponta	0,81674	1,09443
Intermediário	0,53154	0,71226
Fora de ponta	0,37245	0,499083

FONTE: A autora (2018).

Os preços de venda de energia foram considerados como equivalentes à 80% dos preços praticados na compra de energia elétrica. Esta consideração foi realizada considerando que futuramente ocorra a venda da energia elétrica sobressalente para as concessionárias.

Atualmente no Brasil ainda não existe a venda de energia por parte de consumidores. Há apenas um sistema de compensação de energia que permite ao consumidor compensar seu consumo de eletricidade com a sua própria geração em um prazo máximo de 36 meses (MORAES, 2013).

Os parâmetros relativos ao SAE, retirados de Tesla (2018), estão na Tabela 11 e correspondem à uma bateria do tipo lítion-íon, denominada de *Powerwall 2*, que já vem integrada com um inversor CC/CA.

TABELA 11 - PARÂMETROS DE ENTRADA DO SAE

PARÂMETRO	VALOR	UNIDADE
$A^{%máx}$	100	%
$A^{%min}$	0	%
$A^{capmáx}$	7	kWh
$A^{máxcarga}$	5	kWh
$A^{máxdesc}$	5	kWh
η^{Acarga}	0,9	adimensional
η^{Adesc}	0,9	adimensional

FONTE: Adaptado de TESLA (2016).

Para o VE foram utilizados os parâmetros contidos na Tabela 12 que correspondem ao modelo *Nissan Leaf 2018* que possui autonomia de 378 quilômetros e bateria de lítion-íon (NISSAN, 2018). Os valores de $X_t^{VEconec}$ e VE_t^{cheg} por período podem ser verificados na Tabela 13 e foram baseados em Santos (2016).

TABELA 12 - PARÂMETROS DE ENTRADA DO VE

PARÂMETRO	VALOR	UNIDADE
$VE\%_{m\acute{a}x}$	80	%
$VE\%_{m\acute{i}n}$	20	%
$VE^{cap}_{m\acute{a}x}$	40	kWh
$VE^{m\acute{a}x}_{carga}$	7,5	kWh
$VE^{m\acute{a}x}_{desc}$	7,5	kWh
η^{VE}_{carga}	0,9	adimensional
η^{VE}_{desc}	0,9	adimensional
VE_t^{viagem}	3	kWh

FONTE: Adaptado de NISSAN (2018).

TABELA 13 - VALORES DOS PARÂMETROS DE ENTRADA DO VE POR PERÍODO

HORA	$X_t^{VE_{conec}}$	VE_t^{cheg}
1	1	0
2	1	0
3	1	0
4	1	0
5	1	0
6	1	0
7	1	0
8	0	0
9	0	0
10	0	0
11	0	0
12	0	0
13	0	0
14	0	0
15	0	0
16	0	0
17	0	0
18	1	29
19	1	0
20	1	0
21	1	0
22	1	0
23	1	0
24	1	0

FONTE: Modificado de SANTOS (2016).

No presente estudo foram considerados três cenários distintos para as simulações. No primeiro cenário apenas as cargas e o VE são considerados como componentes da microrrede residencial. No segundo cenário, além dos componentes do primeiro cenário, são inseridas as GDs solar fotovoltaica e eólica. Ao terceiro cenário, acrescenta-se o SAE como componente da microrrede.

Para cada um destes cenários foram analisados dois casos. O caso base, no qual é aplicado o uso comum dos componentes considerados, e o caso com aplicação

da ferramenta computacional proposta. Vale salientar que para todas as simulações consideradas foram avaliadas a distribuição da demanda e a injeção de potência resultante das microrredes.

3.2 MODELO COMPUTACIONAL PARA A REDE DE DISTRIBUIÇÃO INTEGRADO COM AS MICRORREDES

Às redes de distribuição são conectadas as microrredes modeladas e otimizadas a partir do modelo computacional apresentado na seção 3.1, além de carga comerciais e consumidores do tipo residencial em que não existe alocação ou otimização das cargas. Também são estudados casos com inserção de geração distribuída (provenientes de fontes solar fotovoltaica e eólica) e de sistemas de armazenamento de energia.

O modelo computacional proposto neste trabalho para solucionar a operação diária integrada de microrredes e da rede de distribuição é baseado no cálculo de fluxo de potência com controle de tensão. Este controle de tensão é aplicado afim de que seja encontrada uma solução em que os níveis de tensão em todas as barras respeitem os limites estabelecidos pelo Módulo 8 do PRODIST. Para tensões de 220V, a faixa de valores considerada como adequada corresponde aos valores entre 0,9158 pu e 1,042 pu (ANEEL, 2017a).

O controle do nível de tensão é implementado através de uma heurística que busca ajustar as tensões para níveis adequados através da redução apropriada dos limites de energia resultante injetada ou demanda das microrredes conectadas às barras da rede de distribuição.

Tanto a formulação do cálculo de fluxo de potência quanto o modelo implementado computacionalmente, que aplica o controle de tensão, estão descritos nas próximas seções (3.2.1 e 3.2.2, respectivamente). Além disso, também são apresentadas as modelagens elétricas da geração solar e eólica, bem como do sistema de armazenamento.

3.2.1 Modelagem elétrica

O cálculo do fluxo de potência consiste basicamente em determinar o estado operacional de uma rede elétrica, ou seja as tensões complexas em cada uma das

barras, e demais variáveis desejadas com base em grandezas conhecidas referentes a configuração do sistema e seus componentes (VON MEIER, 2006).

A formulação básica do problema de cálculo de fluxo de potência consiste na aplicação da Primeira Lei de Kirchhoff nas barras da rede elétrica, de acordo com a qual há conservação das potências ativas e reativas em cada barra do sistema. Isso pode ser matematicamente expresso pelas equações (37) e (38). Então, o valor das injeções de potência ativa e reativa pode ser calculada pelas equações (39) e (40) (MONTICELLI, 1983).

$$P_k = \sum_{m \in \Omega_k} P_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \quad (37)$$

$$Q_k + Q_k^{sh}(V_k) = \sum_{m \in \Omega_k} Q_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \quad (38)$$

$$P_k = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (39)$$

$$Q_k = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (40)$$

Em que:

k = varia de 1 até o número de barras da rede;

Ω_k = conjunto das barras vizinhas da barra k ;

V_k, V_m = magnitudes das tensões das barras terminais do ramo k - m ;

θ_k, θ_m = ângulos das tensões das barras terminais do ramo k - m ;

P_k = fluxo de potência ativa no ramo;

Q_k = fluxo de potência reativa no ramo;

Q_k^{sh} = componente da injeção de potência reativa devida ao elemento *shunt* da barra k ($Q_k^{sh} = b_k^{sh} * V_k^2$, sendo b_k^{sh} a susceptância *shunt* ligada à barra k).

K = conjunto formado pela barra k e suas vizinhas;

G_{km} = elemento da matriz condutância;

B_{km} = elemento da matriz susceptância.

Devido ao fato do problema de cálculo de fluxo de potência ser descrito por meio de um sistema de equações de natureza não-linear, para solucioná-lo pode-se

realizar a linearização das equações ou empregar um método de solução iterativo. O método que apresenta resultados mais próximos dos reais são os iterativos (ANTUNES, 2007).

Alguns métodos iterativos tradicionais para cálculo de fluxo de potência são o Gauss-Seidel, Newton Raphson e Desacoplamento Rápido. Porém estes métodos não são indicados para sistemas de distribuição, já que características como elevadas relação de R/X, condições de desequilíbrio GD e cargas desbalanceadas podem dificultar a convergência. (KERSTING; DUGAN, 2006).

Os métodos indicados atualmente para redes de distribuição são os trifásicos (método *forward-backward sweep* e método de injeção de correntes) e o desacoplamento de matrizes. Cabe ressaltar que neste trabalho foi empregado o método de injeção de correntes por meio do *software* OpenDSS.

3.2.2 Implementação computacional

A implementação computacional da resolução do problema de operação diária integrada da rede de distribuição e da microrrede seguiu as etapas expostas no fluxograma da Figura 10 que continua na Figura 11 e termina na Figura 12.

Como é possível observar na Figura 10, o modelo computacional desenvolvido primeiramente recebe informações sobre quais são as barras às quais foram conectadas as microrredes residenciais, bem como os parâmetros de entrada da rede de distribuição considerada.

Para fins de simplificação, todas as microrredes residenciais conectadas são consideradas iguais e, portanto, em um primeiro momento o modelo computacional resolve apenas uma vez o problema das microrrede a fim de obter a energia resultante para cada período. Isso ocorre porque todas as microrredes resultariam em valores de energia resultante horárias iguais. A resolução do problema das microrredes é obtida por meio da aplicação do método para microrredes e seus componentes desenvolvido na seção 3.2.2.

Na sequência, de posse dos valores de energia resultante para cada período, o modelo computacional soluciona o problema de fluxo de potência para cada período. Isso é feito por meio da aplicação do método de injeção das correntes.

O método de injeção das correntes consiste em montar a matriz Y_{prim} para cada elemento, calculando os valores de contribuição de corrente de tensões nodais

que resulta em um sistema de equações. A diagonal da matriz de admitâncias é atualizada a cada iteração (CARNEIRO et al, 2000).

Convém ressaltar que neste trabalho a aplicação do método de injeção da correntes é feita por meio da utilização do *software* OpenDSS. Além disso, este *software* já apresenta um modo de simulação denominado de *time-series* que já calcula automaticamente o fluxo de potência para cada um dos períodos considerados.

De posse dos valores de tensão horárias das três fases para cada barra, o modelo computacional utiliza um *loop* em que estes valores são analisados para verificar se há violação dos limites de tensão considerados como adequados. Para isso, é criada uma matriz (V_{out}) com número de linhas igual ao número de períodos (h) considerados e número de colunas igual ao número de barras (b) da rede de distribuição.

Caso a tensão em qualquer uma das três fases seja maior que 1,042 pu, é armazenado o valor 1 na posição correspondente à hora e a barra em que a violação ocorreu. O mesmo ocorre para tensões menores que 0,9158 pu, porém, nesta situação, o valor armazenado é igual a -1.

Na sequência verifica-se se a matriz resultantes V_{out} contém apenas valores iguais à zero. Em caso positivo, o modelo computacional entende que não houveram violações de tensões em nenhuma das fases nesta iteração e finaliza sua execução. Caso contrário, a execução do modelo continua, conforme pode ser notado na Figura 11.

O próximo passo realizado pelo modelo computacional, caso a execução continue, é a obtenção dos períodos em que ocorrem as violações de tensão. Tais valores são armazenados em um vetor (horas), cuja dimensão depende da quantidade de barras em que o fenômeno de violação foi detectado.

Sequentemente, para cada um dos períodos contidos no vetor “horas” é verificado em quais barras os problemas de tensão acontecem. Tais barras são armazenadas em outro vetor (barras) cujo tamanho varia em função do número de barras em que ocorrem as violações de tensões em um período específico.

O modelo computacional então executa um *loop* que analisa se a barra na qual aconteceu o problema de tensão contém uma microrrede conectada. Em caso positivo, as barras são armazenadas em um vetor (mr). Se o vetor mr resultante só tiver valores iguais à zero, ou seja, as barras com problema de tensão do horário em

questão não contém microrredes conectadas, o vetor “nulo” armazena 1 na posição respectiva à hora em análise e incrementa uma unidade na variável `hora_out`.

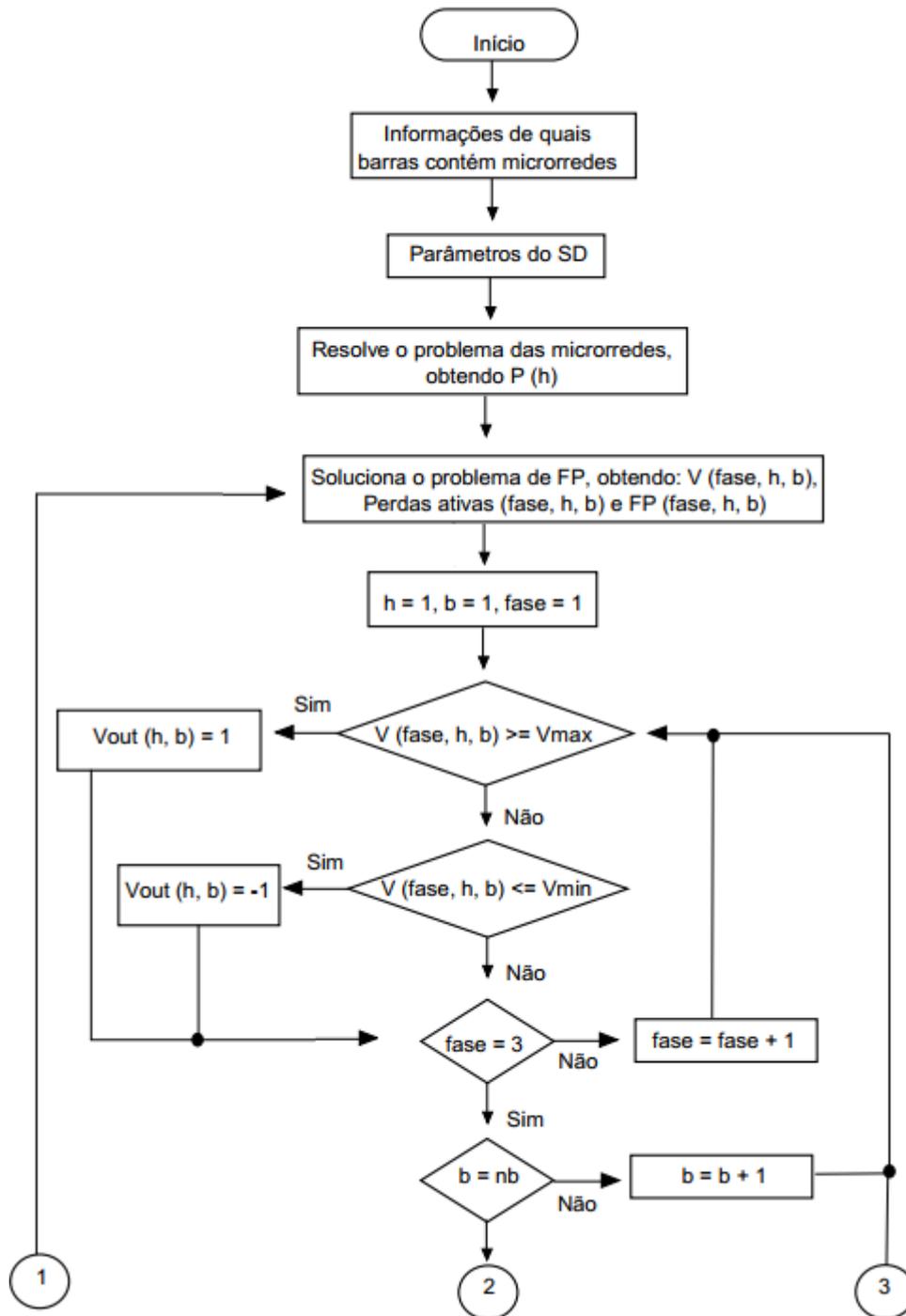
Se o vetor `mr` resultante tiver pelo menos um valor igual à 1, significando que as violações de tensão ocorrem em pelo menos uma barra que contém microrrede, os dados de potências máxima e mínimas permitidas nas microrredes são obtidos e o vetor “nulo” armazena 0 na posição respectiva a hora em análise.

Depois disso, são analisadas as potências resultantes da microrrede para a hora e para todas as barras consideradas. Caso a potência resultante analisada seja maior que 0, ajusta-se o limite de potência máximo para aquela barra e hora. O ajuste é realizado através da multiplicação da potência pelo fator de ajuste, que foi considerado igual a 0,9 neste trabalho. Depois do ajuste é resolvido o problema da microrrede. Iterações são feitas até que todas as microrredes com problema de tensão do horário em *loop* tenham sido resolvidas. Depois disso, iterações são realizadas até que todas as horas com problema de tensão tenham passado por análise.

Por fim, caso o vetor “nulo” contenha pelo menos um valor igual à zero, ou seja, exista pelo menos uma barra que possua microrrede com problema de tensão, soluciona-se o problema de fluxo de potência e os passos especificados anteriormente se repetem de modo a verificar se ainda existem violações nas tensões.

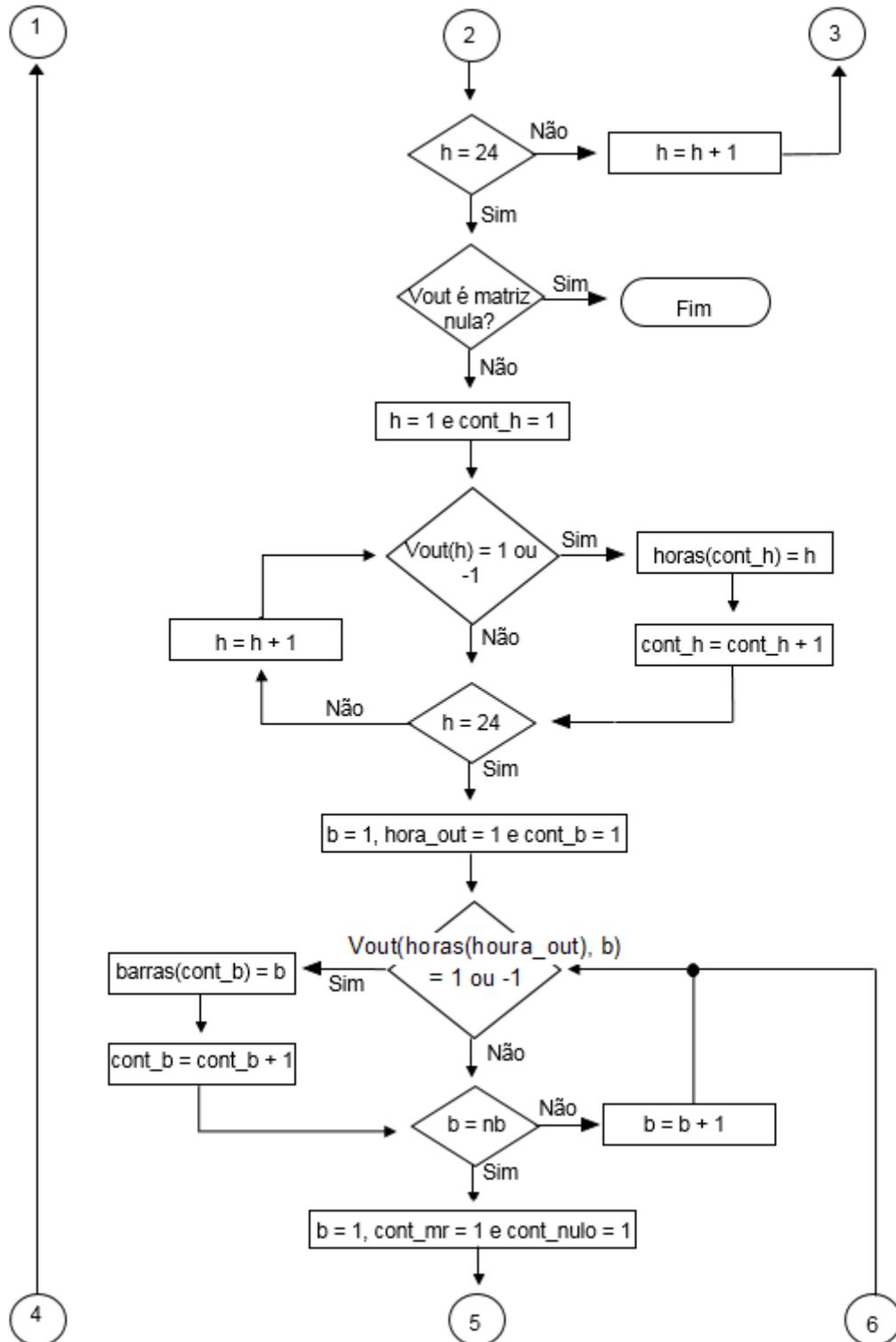
Caso o vetor “nulo” contenha apenas elementos unitários, é informado que não foi possível ajustar as tensões e a execução do modelo computacional é finalizada.

FIGURA 10 - FLUXOGRAMA DO MODELO COMPUTACIONAL PARA REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM MICRORREDES (CONTINUA)



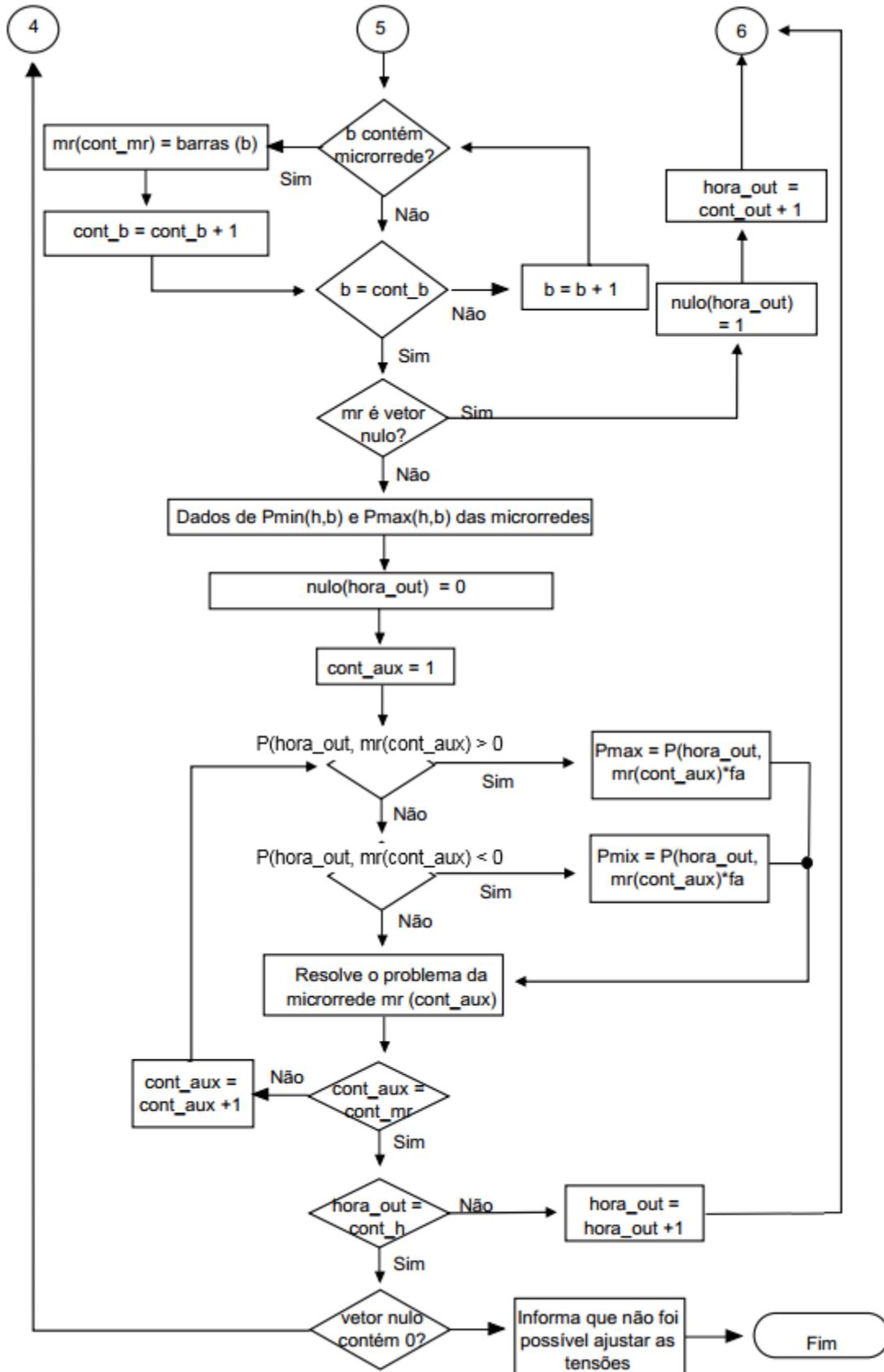
FONTE: A autora (2018).

FIGURA 11 - FLUXOGRAMA DO MODELO COMPUTACIONAL PARA REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM MICRORREDES (CONTINUAÇÃO)



FONTE: A autora (2018).

FIGURA 12 - FLUXOGRAMA DO MODELO COMPUTACIONAL PARA REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM MICRORREDES (CONCLUSÃO)



FONTE: A autora (2018).

3.2.3 Recursos

O OpenDSS consiste em um programa de simulação para sistema elétricos de distribuição de energia elétrica. O desenvolvimento deste *software* teve início em 1997 na empresa *Eletroteck Concepts* por Roger Dugan e Tom MC Dermott e sua denominação inicial era *Distribution System Simulator* (DSS). Em 2004, o *Electric Power Research Institute* (EPRI) adquiriu o programa. Quatro anos depois, o EPRI renomeou o programa para OpenDSS e o disponibilizou sob licença de código aberto a fim de contribuir para o desenvolvimento da área de sistemas de distribuição (DUGAN; MONTENEGRO, 2018).

Para utilizar o OpenDSS, o usuário deve definir circuitos. Isso pode ser feito através de linhas de comando digitadas diretamente no executável do programa ou por meio da importação de arquivos de texto fixo (FREITAS, 2015).

Entre as vantagens do programa está a disponibilização da interface *Component Object Model* (COM) da *Microsoft*, que permite que programadores desenvolvam e executem soluções customizadas que independam de bancos de dados ou arquivos de texto fixos. A partir desta interface, o OpenDSS passa a poder ser controlado por programas como Python, MATLAB e VBA (DUGAN; MONTENEGRO, 2018).

Outra vantagem é que o *software* possui licença aberta, o que faz com que qualquer usuário tenha acesso ao seu código fonte. Todavia, o aprendizado deste programa é difícil porque exige que o usuário apresente elevado conhecimento sobre linhas de comando, bem como sobre os sistemas de potência (FREITAS, 2015).

O OpenDSS foi empregado no presente trabalho com o objetivo de realizar o cálculo do fluxo de potência do sistema de distribuição. A versão utilizada foi a 7.6.5.64 de 64 *bits*.

Entre os fatores que justificam esta escolha está a sua capacidade de realizar o cálculo do fluxo de potência ao longo de períodos determinados de tempo (inclusive de forma diária com discretização horária por meio da análise *time-series*). Além disso, o programa também permite a consideração de unidades de geração distribuída conectadas diretamente ao SD (FREITAS, 2015).

Outro fator bastante relevante que justifica a sua escolha consiste na recomendação, contida na Nota Técnica nº 057/2014-SRD/ANEEL, da adoção do

OpenDSS para calcular o fluxo de potência das distribuidoras e mensurar as perdas técnicas com maior precisão (ANEEL, 2014).

Além do OpenDSS também foi empregado o programa PyCharm em sua versão 2018.1.3 e edição *Community Free* com interpretador Python 2.7.15 versão 64 bits. Este programa foi utilizado para, através da linguagem de programação Python, controlar o OpenDSS por intermédio da interface COM e os *scripts* implementados em MATLAB por meio do pacote MATLAB Engine API for Python.

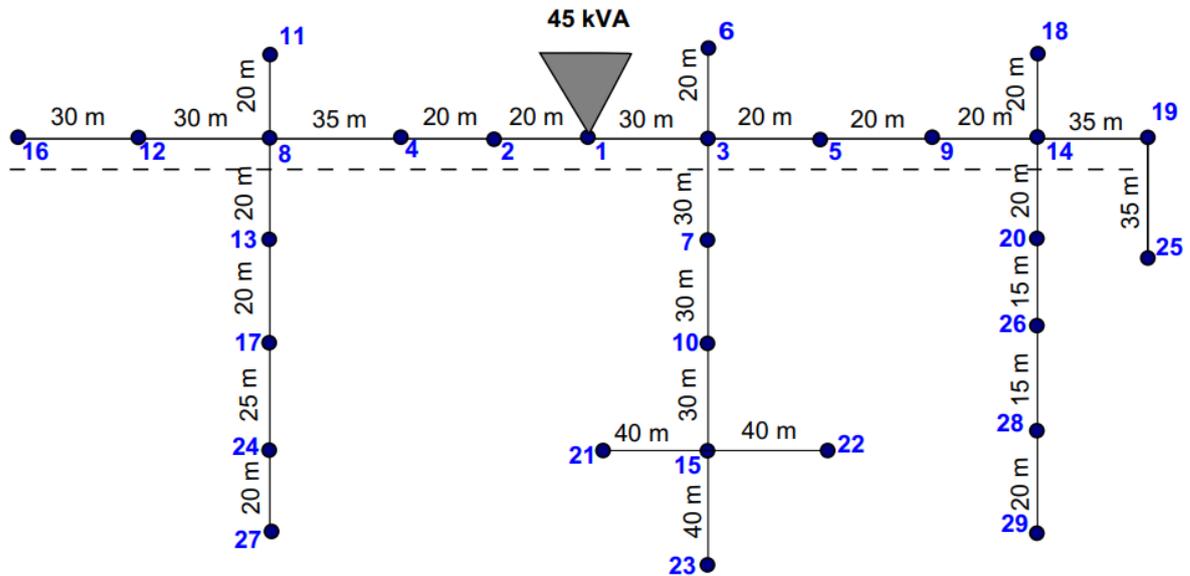
O PyCharm é um ambiente de programação utilizado para desenvolvimento de programas na linguagem Python e que caracteriza-se por ser multiplataforma. O Python, por sua vez, é uma linguagem de programação interpretada e de alto nível que apresenta como principais características orientação à objetos, elevada modularidade, pequena curva de aprendizagem e independência de plataforma. Também foram empregados novamente os *softwares* MATLAB e *Microsoft Office Excel*, já descritos em uma seção anterior (seção 3.1.3).

Para resolução deste subproblema do trabalho foram elaborados um *script* em Python e dois *scripts* em MATLAB. O *script* em Python é responsável por apresentar uma interface gráfica, baseada na biblioteca TKInter, e por controlar o OpenDSS de modo a permitir o cálculo do fluxo de potência. Os *scripts* em MATLAB, por sua vez, buscam verificar se houve violação de tensões e em caso positivo ajustá-las para níveis adequados, conforme abordado na seção anterior (seção 3.1.2).

3.2.4 Simulação

Para realizar as simulações e validações da ferramenta computacional completa, foi utilizado um sistema teste de 30 barras (incluindo a barra que representa o equivalente de Thévenin tipicamente denominada de barra *source*) elaborado por Lima (2015). Este sistema corresponde à uma rede de distribuição que inclui as linhas de distribuição secundárias, alimentadores e o transformador de distribuição e sua configuração é apresentada na Figura 13. Vale ressaltar que as tensões no primário e no secundário do transformador são 13,8 kV e 220 V, respectivamente.

FIGURA 13 - SISTEMA TESTE DE 30 BARRAS



FONTE: LIMA (2015).

Para definir o sistema teste da Figura 13, foi criado um arquivo de texto com extensão “.dss”, em que estabeleceram-se todos os parâmetros da rede de distribuição. Entre os parâmetros definidos estão os relativos ao equivalente de Thévenin, transformador, linhas, conexões das cargas no sistema, curva de carga dos consumidores (residenciais e comerciais) e curva de energia resultante das microrredes.

O equivalente de Thévenin foi definido com tensão base de 13,8 kV, frequência de 60 Hz, número de fases igual à 3, tensão em pu igual à 1 e com ângulo de valor nulo. Os parâmetros relativos ao transformador pode ser observados na Tabela 14.

TABELA 14 - PARÂMETROS DO TRANSFORMADOR DE DISTRIBUIÇÃO

PARÂMETRO	VALOR
Número de fases	3
Número de enrolamentos	2
Tensão primária (kV)	13,8
Tensão secundária (kV)	0,220
Potência nominal (kVA)	45
Perdas no ferro (%)	0,5
Perdas totais (%)	0,2
Conexão	delta/estrela

FONTE: LIMA (2015).

Com relação às linhas, foram inseridas como parâmetros as matrizes de resistência e reatância para os dois tipos de condutores empregados. Tais matrizes

estão apresentadas a seguir e foram retiradas de Lima (2015). Convém informar também que os valores das capacitâncias *shunt* foram desprezados.

$$R_{condutor1} = R_{condutor2} = \begin{bmatrix} 0.830897 & 0.21249 & 0.203316 \\ 0.21249 & 0.80096 & 0.18989 \\ 0.203316 & 0.18989 & 0.784767 \end{bmatrix}$$

$$X_{condutor2} = \begin{bmatrix} 0.69654 & 0.415697 & 0.37383 \\ 0.415697 & 0.730757 & 0.441747 \\ 0.37383 & 0.441747 & 0.74953 \end{bmatrix}$$

$$X_{condutor2} = \begin{bmatrix} 0.70549 & 0.41568 & 0.37384 \\ 0.41568 & 0.739687 & 0.441722 \\ 0.37384 & 0.441722 & 0.758458 \end{bmatrix}$$

Outro parâmetro considerado foi o comprimento das linhas, cujos valores foram retirados da Figura 11. Os dados das conexões das cargas estão dispostos na Tabela 15. Além disso, vale ressaltar que as cargas foram consideradas como sendo bifásicas e do tipo potência constante, além de possuírem fator de potência igual a 0,92.

TABELA 15 - PARÂMETROS DE CONEXÃO DAS CARGAS

BARRA DE CONEXÃO	TIPO DE CARGA	POTÊNCIA FASE A (VA)	POTÊNCIA FASE B (kVA)	POTÊNCIA FASE C (kVA)
1	Residencial	50	50	0
2	Residencial	50	0	50
5	Residencial	0	50	50
6	Microrrede	50	50	0
7	Residencial	50	0	50
8	Residencial	0	50	50
9	Residencial	50	50	0
11	Microrrede	50	0	50
12	Residencial	0	50	50
13	Residencial	50	50	0
14	Residencial	50	0	50
15	Residencial	0	50	50
17	Residencial	50	50	0
18	Microrrede	50	0	50
19	Residencial	0	50	50
20	Residencial	50	50	0
21	Residencial	50	0	50
22	Residencial	0	50	50

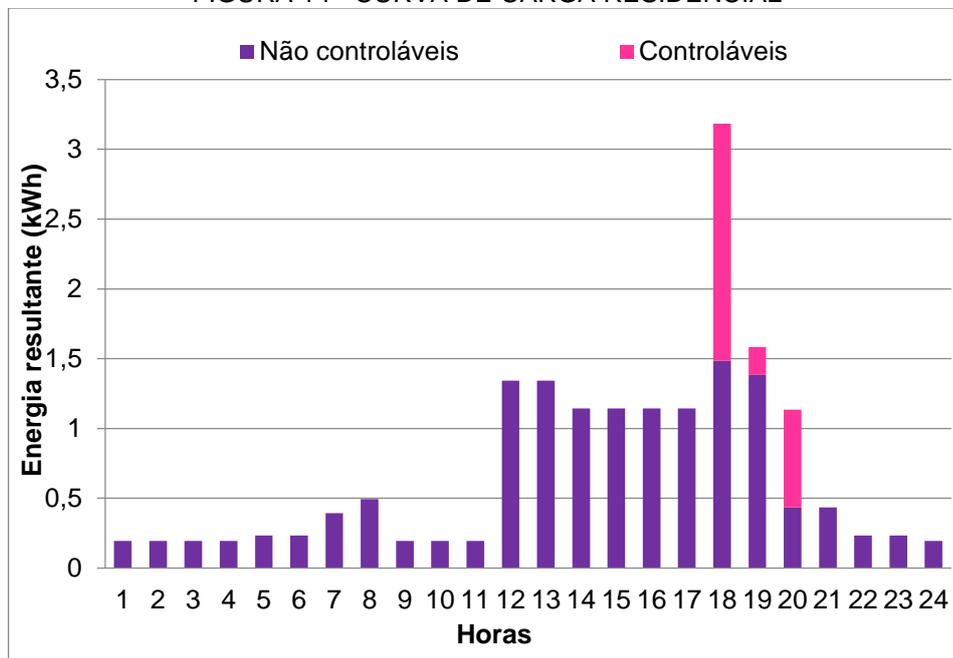
23	Microrrede	50	50	0
24	Residencial	50	0	50
26	Residencial	0	50	50
27	Microrrede	50	50	0

FONTE: A autora (2018).

Para fins de simplificação, todas as cargas residenciais conectadas terão a mesma curva de carga. O mesmo vale para as cargas comerciais. Tais curvas são apresentadas nas Figuras 14 e 15, respectivamente.

A curva de carga residencial considerada foi àquela obtida no caso base da microrrede residencial que corresponde à situação em ocorre o uso comum dos componentes considerados. Como componentes apenas as cargas controláveis e não controláveis foram levadas em consideração. Para utilizar no OpenDSS, estes dados foram transformados em pu considerando que o pico da demanda (3,183333 kWh) corresponde à 1 pu.

FIGURA 14 - CURVA DE CARGA RESIDENCIAL

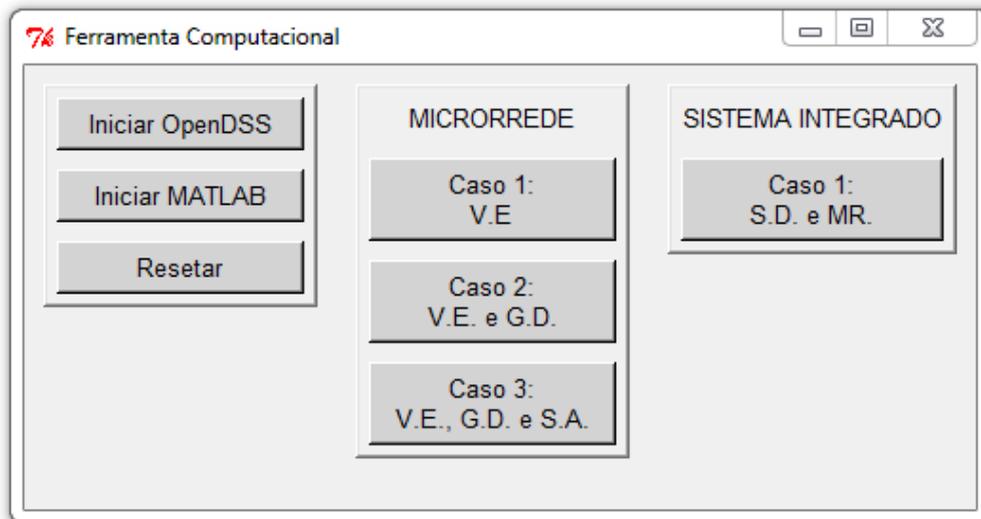


FONTE: A autora (2018).

A curva de energia resultante da microrrede, por sua vez, será obtida a partir dos resultados da simulação do terceiro cenário (microrredes com cargas, GD, SAE e VE), que está descrito na seção 3.1.4.

Um ponto interessante é que para facilitar a simulação de todos os cenários considerados na ferramenta computacional criada, foi agregada nesta uma interface gráfica composta por nove botões, que pode ser observada na Figura 15. Dois destes botões são responsáveis por inicializar os programas necessários (OpenDSS e MATLAB) para execução da ferramenta e um deles por limpar todos os dados de simulações executadas anteriormente.

FIGURA 15 - INTERFACE GRÁFICA DA FERRAMENTA COMPUTACIONAL



FONTE: A autora (2018).

Os três botões envoltos no *frame* denominado “microrrede” correspondem aos cenários considerados nas simulações das microrredes, enquanto que os três botões do *frame* intitulado “sistema integrado” dizem respeito aos cenários considerados nas simulações que integram as microrredes com a rede de distribuição.

Por fim, é importante salientar que as simulações foram feitas para um horizonte de 24 horas com discretização horária e, portanto, o modo de operação *time-series* foi selecionado no OpenDSS.

4 RESULTADOS E ANÁLISES

4.1 MICRORREDES

4.1.1 Primeiro cenário

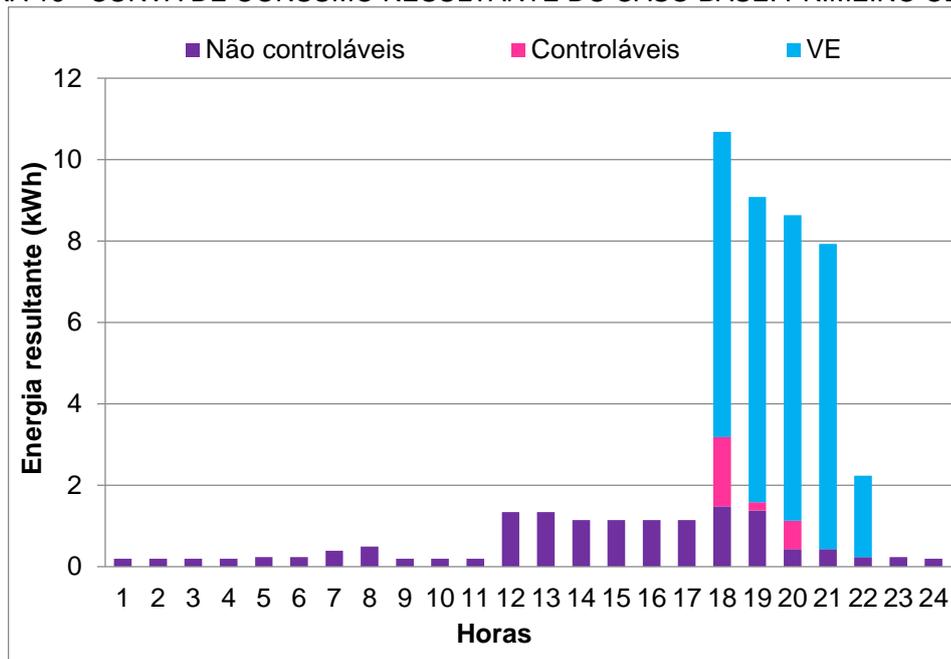
O caso base, como dito anteriormente, refere-se ao consumo diário típico de uma residência. Para obter a curva de consumo para este caso do primeiro cenário foram somadas as potências resultantes da utilização dos eletrodomésticos e a demanda do VE, apresentados na Tabela 16, e as potências das cargas consideradas como não controláveis da microrrede residencial. A curva de consumo resultante para este caso está disposto sob a forma da Figura 16.

TABELA 16 - DADOS DE CONSUMO DE EQUIPAMENTOS E VE PARA O CASO BASE

HORA	CHUVEIRO	FERRO DE PASSAR	MICRO-ONDAS	COMPUTADOR	MÁQUINA DE LAVAR	SECADORA DE ROUPAS
1	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	0
14	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0
16	0	0	0	0	0	0
17	0	0	0	0	0	0
18	1	0	1	1	0	0
19	0	0	0	0	1	0
20	0	1	0	0	0	1
21	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0
24	0	0	0	0	0	0

FONTE: A autora (2018).

FIGURA 16 - CURVA DE CONSUMO RESULTANTE DO CASO BASE: PRIMEIRO CENÁRIO



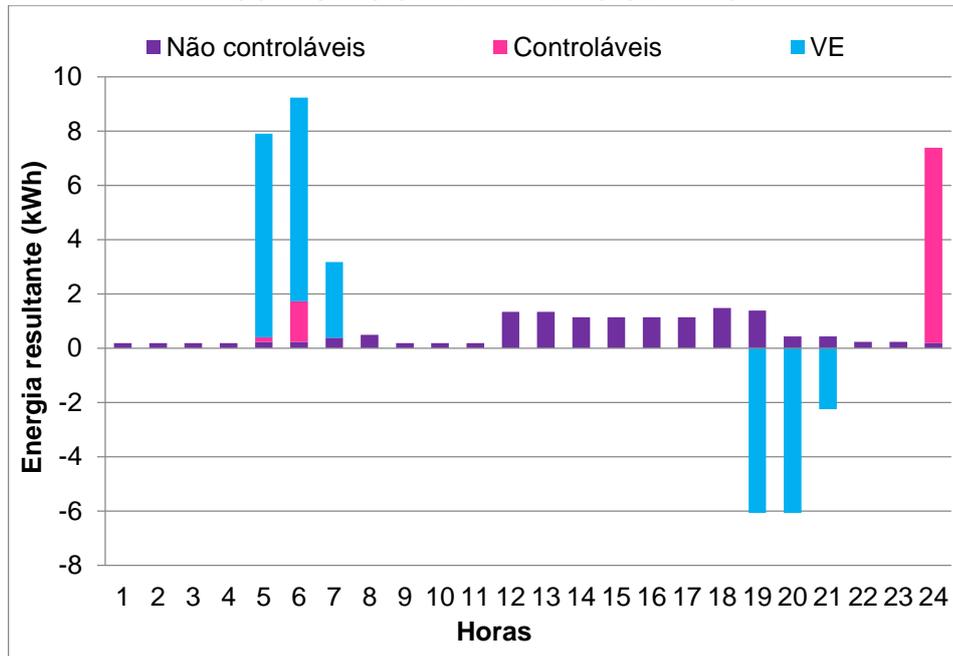
FONTE: A autora (2018).

Através da Figura 17, pôde-se verificar grande concentração de consumo de energia nos períodos de ponta, comportamento este que é característico em residências sem gerenciamento de cargas. Vale ressaltar que ao período de ponta também foi acrescida a demanda do VE. Logo, por meio deste caso pôde-se ainda observar que caso o VE pode agravar problemas de sobrecarga nos horários de ponta, caso o carregamento de sua bateria não seja realizada de forma gerenciada.

Verificou-se também que o potencial de redução da fatura de energia elétrica dos consumidores, caso as cargas controláveis e o VE sejam realocados e seja adotada a tarifa branca.

A curva de energia resultante da microrrede residencial, considerando a aplicação do modelo computacional de otimização desenvolvido, pode ser vista na Figura 18.

FIGURA 17 - CURVA DE ENERGIA RESULTANTE CONSIDERANDO O MODELO COMPUTACIONAL: PRIMEIRO CENÁRIO



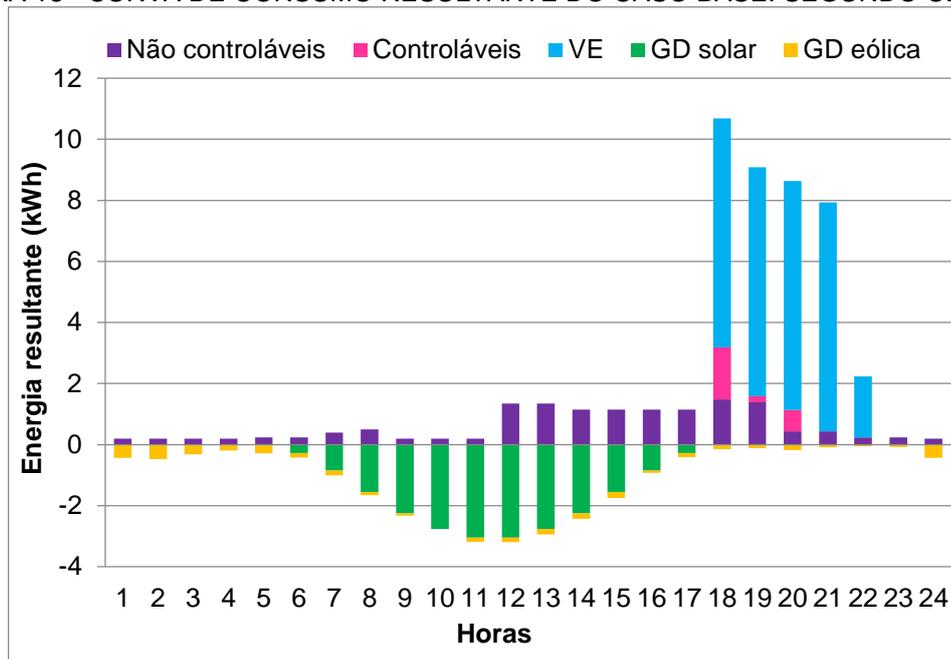
FONTE: A autora (2018).

Por meio da Figura 18, é possível notar um alívio da demanda de ponta, bem como uma distribuição mais uniforme das cargas controláveis nos horários de utilização permitidos. Além disso, neste caso o modelo computacional também forneceu como solução a opção do VE atuar no fornecimento de energia da residência, atendendo às cargas e injetando a energia sobressalente na rede elétrica, a fim de reduzir também os custos do usuário com energia elétrica.

4.1.2 Segundo cenário

A curva de consumo do caso base do segundo cenário (Figura 18) foi obtida através da manutenção da curva de consumo do caso base do primeiro cenário com adição da curva de energia resultante da geração distribuída apresentada na seção 3.2.4.

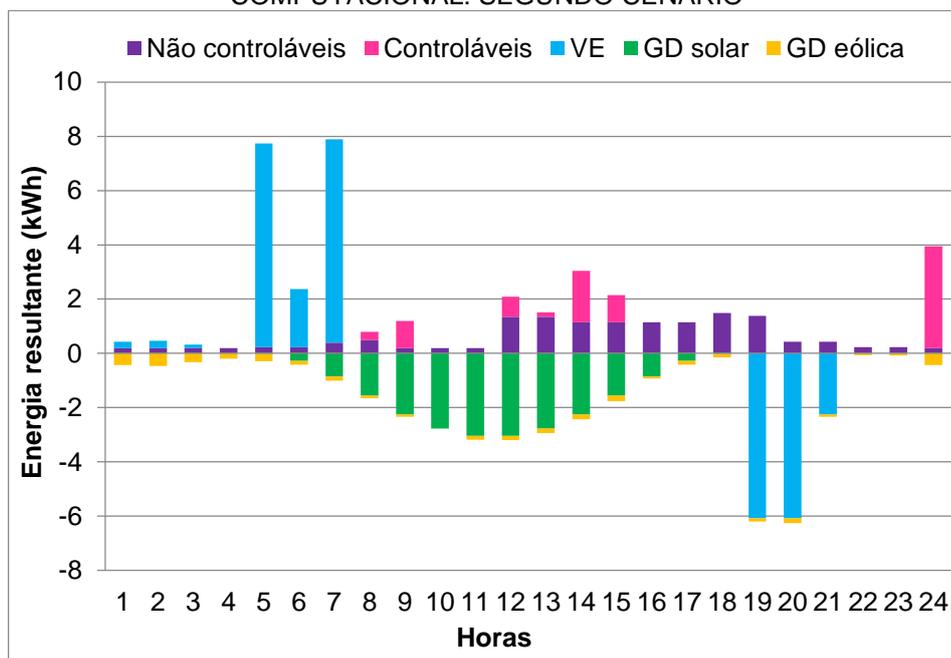
FIGURA 18 - CURVA DE CONSUMO RESULTANTE DO CASO BASE: SEGUNDO CENÁRIO



FONTE: A autora (2018).

Com a inserção da GD e a aplicação do modelo proposto, verificou-se, através da Figura 20, uma melhor distribuição das cargas gerenciáveis. Isto porque a solução proposta buscou aproveitar a energia gerada pelo painel fotovoltaico e pelo aerogerador ao invés de alocar as cargas considerando apenas os valores mais baixos de tarifa.

FIGURA 19 - CURVA DE ENERGIA RESULTANTE CONSIDERANDO O MODELO COMPUTACIONAL: SEGUNDO CENÁRIO

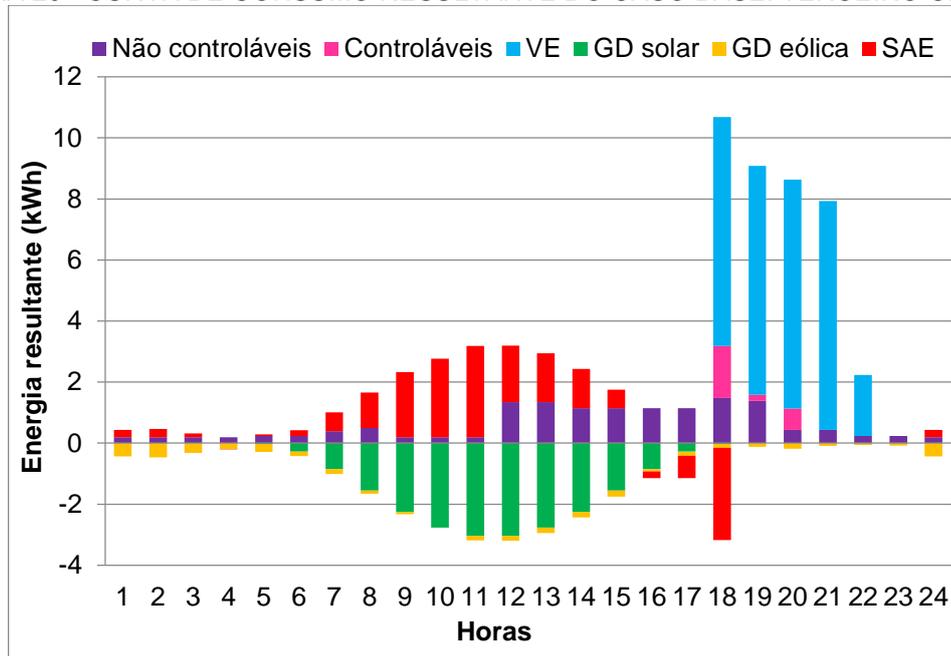


FONTE: A autora (2018).

4.1.3 Terceiro cenário

No caso base do terceiro cenário, por sua vez, foi adicionado o SAE, o que resultou na curva da figura 21. Este caso mostra que a utilização do SAE, sem gerenciamento, resume-se a armazenar energia quando há excesso de energia e fornecer quando existe a demanda (desde que ainda possua carga).

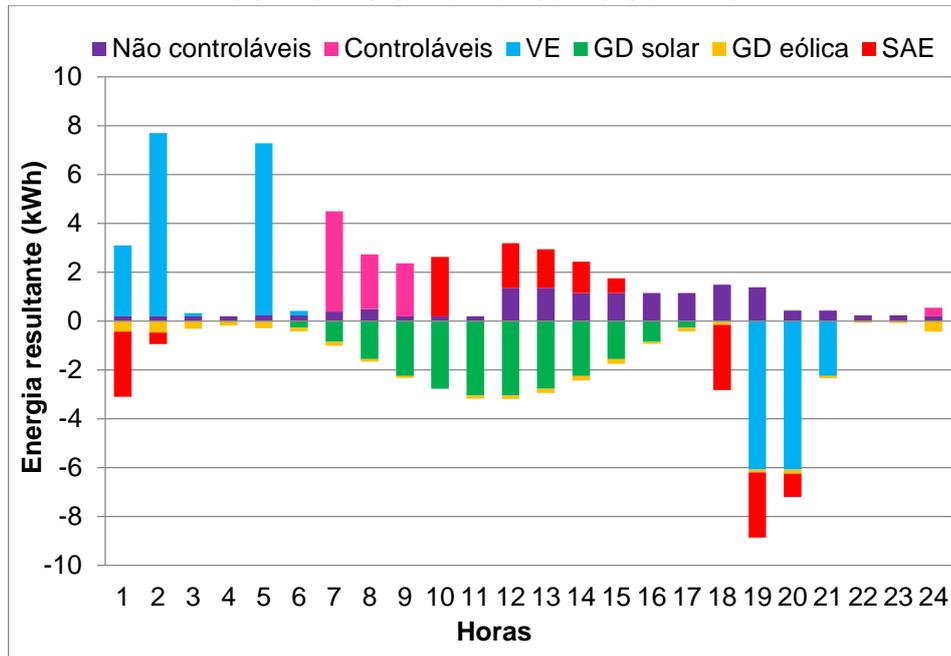
FIGURA 20 - CURVA DE CONSUMO RESULTANTE DO CASO BASE: TERCEIRO CENÁRIO



FONTE: A autora (2018).

Já com a aplicação do modelo proposto (Figura 22), ocorre a conciliação entre a geração distribuída e o SAE, de modo que seja fornecida energia para a microrrede nos horários de ponta. Isto, por sua vez, resulta em redução significativa dos gastos diários de energia elétrica.

FIGURA 21 - CURVA DE ENERGIA RESULTANTE CONSIDERANDO O MODELO COMPUTACIONAL: TERCEIRO CENÁRIO



FONTE: A autora (2018).

4.1.4 Comparação dos cenários

A fim de comparar quantitativamente os resultados obtidos nos três cenários através da aplicação do modelo proposto, foram calculados os custos resultantes dos mesmos em reais (apresentados na Tabela 17), bem como o percentual de redução de custos em relação ao caso base (Tabela 18). Vale ressaltar que valores negativos de custo equivalem ao recebimento de pagamento por parte da concessionária relativa a energia sobressalente produzida e vendida pela microrrede.

TABELA 17 - RESULTADOS DOS CUSTOS DE CADA CASO (R\$)

PRIMEIRO CENÁRIO		SEGUNDO CENÁRIO		TERCEIRO CENÁRIO	
Caso base	Modelo proposto	Caso base	Modelo proposto	Caso base	Modelo proposto
43,28	9,30	31,60	-2,81	29,17	-7,04

FONTE: A autora (2018).

TABELA 18 - RESULTADOS DA ECONOMIA DE CADA CASO (%)

PRIMEIRO CENÁRIO	SEGUNDO CENÁRIO	TERCEIRO CENÁRIO
78,51	100	100

FONTE: A autora (2018).

Por meio dos resultados explicitados na Tabela 18, verifica-se a validade e efetividade do modelo proposto para alocação otimizada dos componentes da microrrede. Isto porque a redução dos custos obtidos com o modelo proposto aumentaram conforme foram acrescentados componentes nos cenários e chega a 100% no segundo e terceiro cenário, já que nestes casos o usuário da microrrede estaria vendendo a energia excedente para a concessionária.

4.2 SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO INTEGRADO COM AS MICRORREDES

Nesta etapa foi simulado a rede de distribuição anteriormente apresentada de forma integrada com a microrrede do cenário 3. A fim de evitar a disposição de uma elevada quantidade de dados, foram selecionados três períodos para os quais foram mostrados as tensões nas fases A, B e C antes e depois da aplicação do controle de ajuste. Entre os três períodos escolhidos estão as horas 7, 18 e 21 horas que correspondem a horários de fora de ponta, ponta e intermediário respectivamente.

Os valores encontrados para a hora 07 estão dispostos sob a forma da Tabela 19, enquanto que os valores de tensão para a hora 18 podem ser vistos na Tabela 20. Por fim, a Tabela 21 contém os valores correspondentes às 21 horas.

TABELA 19 - TENSÕES NAS BARRAS EM PU PARA 07 HORAS

BARRA	TENSÃO FASE A (pu)		TENSÃO FASE B (pu)		TENSÃO FASE C (pu)	
	Sem o modelo	Com o modelo	Sem o modelo	Com o modelo	Sem o modelo	Com o modelo
SOURCEBUS	0.99999	0.99999	0.99999	0.99999	0.99999	0.99999
BARRA1	0.99079	0.98244	0.99079	0.98244	0.99079	0.98244
BARRA2	0.98914	0.97919	0.98921	0.97931	0.98943	0.97975
BARRA3	0.98797	0.97733	0.98808	0.97752	0.98846	0.97821
BARRA4	0.98765	0.9764	0.98777	0.97663	0.9882	0.97745
BARRA8	0.98505	0.97153	0.98526	0.97194	0.98604	0.97342
BARRA11	0.98439	0.97153	0.98463	0.97194	0.98548	0.97342
BARRA12	0.98481	0.97083	0.98504	0.97127	0.98585	0.97284
BARRA16	0.98481	0.97083	0.98504	0.97127	0.98585	0.97284
BARRA13	0.98429	0.9693	0.98454	0.96979	0.9854	0.97152
BARRA17	0.98373	0.96763	0.98399	0.96817	0.98492	0.97009
BARRA24	0.98326	0.96624	0.98353	0.96683	0.98451	0.9689
BARRA27	0.98307	0.96569	0.98335	0.96629	0.98435	0.96843
BARRA6	0.98732	0.97733	0.98745	0.97752	0.9879	0.97821
BARRA7	0.98656	0.97316	0.98671	0.97348	0.98725	0.97465
BARRA10	0.98543	0.96981	0.98562	0.97024	0.98629	0.97179

BARRA15	0.98392	0.96535	0.98416	0.96593	0.985	0.96798
BARRA21	0.98355	0.96424	0.9838	0.96485	0.98468	0.96702
BARRA22	0.98355	0.96424	0.9838	0.96485	0.98468	0.96702
BARRA23	0.98355	0.96424	0.9838	0.96485	0.98468	0.96702
BARRA5	0.98648	0.97455	0.98664	0.97485	0.98723	0.97592
BARRA9	0.98515	0.97223	0.98536	0.97262	0.98612	0.974
BARRA14	0.98397	0.97037	0.98423	0.97083	0.98515	0.97247
BARRA18	0.98332	0.97037	0.9836	0.97083	0.9846	0.97247
BARRA20	0.98359	0.96926	0.98386	0.96976	0.98483	0.97152
BARRA26	0.98345	0.96885	0.98373	0.96935	0.98471	0.97116
BARRA28	0.98345	0.96885	0.98373	0.96935	0.98471	0.97116
BARRA29	0.98345	0.96885	0.98373	0.96935	0.98471	0.97116
BARRA19	0.98369	0.96956	0.98396	0.97005	0.98493	0.97179
BARRA25	0.98369	0.96956	0.98396	0.97005	0.98493	0.97179

FONTE: A autora (2018).

TABELA 20 - TENSÕES NAS BARRAS EM PU PARA 18 HORAS

BARRA	TENSÃO FASE A (pu)		TENSÃO FASE B (pu)		TENSÃO FASE C (pu)	
	Sem o modelo	Com o modelo	Sem o modelo	Com o modelo	Sem o modelo	Com o modelo
SOURCEBUS	0.99997	0.99999	0.99997	0.99999	0.99997	0.99999
BARRA1	0.94896	0.98161	0.94896	0.98244	0.94896	0.98161
BARRA2	0.93957	0.97822	0.93992	0.97975	0.94119	0.97881
BARRA3	0.93421	0.97623	0.93477	0.97821	0.93677	0.97716
BARRA4	0.9315	0.9753	0.93216	0.97745	0.93452	0.97639
BARRA8	0.91739	0.97018	0.91859	0.97342	0.92287	0.97216
BARRA11	0.91763	0.97002	0.91881	0.97342	0.92306	0.97203
BARRA12	0.91534	0.96948	0.91662	0.97284	0.92117	0.97159
BARRA16	0.91534	0.96948	0.91662	0.97284	0.92117	0.97159
BARRA13	0.91079	0.96795	0.9122	0.97152	0.91722	0.97026
BARRA17	0.90583	0.96628	0.90739	0.97009	0.91298	0.96883
BARRA24	0.90168	0.96489	0.90338	0.9689	0.90944	0.96764
BARRA27	0.90002	0.96433	0.90177	0.96843	0.90803	0.96716
BARRA6	0.93444	0.97607	0.93499	0.97821	0.93696	0.97702
BARRA7	0.92178	0.97205	0.92274	0.97465	0.92614	0.97359
BARRA10	0.91179	0.9687	0.91306	0.97179	0.91759	0.97073
BARRA15	0.89846	0.96424	0.90015	0.96798	0.90621	0.96691
BARRA21	0.89512	0.96312	0.89692	0.96702	0.90336	0.96596
BARRA22	0.89512	0.96312	0.89692	0.96702	0.90336	0.96596
BARRA23	0.89512	0.96312	0.89692	0.96702	0.90336	0.96596
BARRA5	0.92621	0.97331	0.92707	0.97592	0.93015	0.97475
BARRA9	0.91956	0.97085	0.92067	0.974	0.92466	0.97272
BARRA14	0.91427	0.96886	0.91559	0.97247	0.92029	0.97107
BARRA18	0.9145	0.96869	0.91581	0.97247	0.92049	0.97093

BARRA20	0.91099	0.96774	0.91241	0.97152	0.91748	0.97012
BARRA26	0.90976	0.96733	0.91122	0.97116	0.91643	0.96976
BARRA28	0.90976	0.96733	0.91122	0.97116	0.91643	0.96976
BARRA29	0.90976	0.96733	0.91122	0.97116	0.91643	0.96976
BARRA19	0.91187	0.96804	0.91328	0.97179	0.91831	0.9704
BARRA25	0.91187	0.96804	0.91328	0.97179	0.91831	0.9704

FONTE: A autora (2018).

TABELA 21 - TENSÕES NAS BARRAS EM PU PARA 21 HORAS

BARRA	POTÊNCIA ATIVA FASE A (pu)		POTÊNCIA ATIVA FASE B (pu)		POTÊNCIA ATIVA FASE C (pu)	
	Sem o modelo	Com o modelo	Sem o modelo	Com o modelo	Sem o modelo	Com o modelo
SOURCEBUS	1	1	1	1	1	1
BARRA1	0.99553	0.9963	0.99553	0.9963	0.99553	0.9963
BARRA2	0.99467	0.99562	0.9947	0.99565	0.99482	0.99574
BARRA3	0.99433	0.99522	0.99437	0.99526	0.99453	0.99541
BARRA4	0.99398	0.99503	0.99404	0.99508	0.99425	0.99525
BARRA8	0.99278	0.99401	0.99288	0.9941	0.99326	0.99441
BARRA11	0.99319	0.99397	0.99328	0.99406	0.99361	0.99437
BARRA12	0.99252	0.99387	0.99263	0.99396	0.99304	0.99429
BARRA16	0.99252	0.99387	0.99263	0.99396	0.99304	0.99429
BARRA13	0.99195	0.99357	0.99209	0.99367	0.99255	0.99403
BARRA17	0.99134	0.99323	0.99149	0.99335	0.99202	0.99374
BARRA24	0.99082	0.99296	0.99099	0.99308	0.99158	0.99351
BARRA27	0.99062	0.99285	0.99079	0.99297	0.99141	0.99341
BARRA6	0.99474	0.99518	0.99477	0.99522	0.99488	0.99537
BARRA7	0.99278	0.99439	0.99288	0.99446	0.99321	0.9947
BARRA10	0.99154	0.99373	0.99168	0.99381	0.99216	0.99413
BARRA15	0.9899	0.99284	0.99008	0.99296	0.99075	0.99337
BARRA21	0.98948	0.99262	0.98968	0.99274	0.9904	0.99318
BARRA22	0.98948	0.99262	0.98968	0.99274	0.9904	0.99318
BARRA23	0.98948	0.99262	0.98968	0.99274	0.9904	0.99318
BARRA5	0.99364	0.99463	0.99371	0.9947	0.99397	0.99492
BARRA9	0.99312	0.99414	0.99321	0.99422	0.99354	0.99451
BARRA14	0.99278	0.99374	0.99288	0.99384	0.99326	0.99418
BARRA18	0.99319	0.9937	0.99328	0.9938	0.99361	0.99415
BARRA20	0.99237	0.99352	0.99248	0.99362	0.9929	0.99399
BARRA26	0.99221	0.99343	0.99234	0.99354	0.99277	0.99392
BARRA28	0.99221	0.99343	0.99234	0.99354	0.99277	0.99392
BARRA29	0.99221	0.99343	0.99234	0.99354	0.99277	0.99392
BARRA19	0.99248	0.99358	0.99259	0.99368	0.99301	0.99405
BARRA25	0.99248	0.99358	0.99259	0.99368	0.99301	0.99405

FONTE: A autora (2018).

Através da análise dos dados obtidos antes da aplicação do algoritmo de ajuste de tensão, pode-se perceber que os períodos correspondentes às 07 e às 21 horas não apresentam violações de tensão em nenhuma das barras da rede de

distribuição. As violações ocorrem às 18 horas, horário considerado de ponta, e estão destacadas em azul. Logo, a simulação representa um caso típico do sistema, já que caracteriza-se por apresentar tensões abaixo das adequadas durante o período de maior demanda.

Outro ponto importante a ser observado é que tensões abaixo do limite adequado também ocorrem nas barras que contém microrredes (barras 18, 23 e 27) e, portanto, espera-se que o algoritmo de ajuste consiga atingir seu propósito.

Através dos resultados obtidos para as tensões depois da aplicação do modelo proposto, pode-se verificar que o algoritmo de controle de tensão conseguiu adequar os níveis de tensão.

5 CONCLUSÃO

O presente trabalho teve como objetivo desenvolver uma ferramenta computacional que fosse capaz de otimizar a operação das microrredes, bem como de permitir a operação integrada desta com o sistema de distribuição. Para isso dois modelos computacionais foram criados: um para a microrrede e outro para o sistema de distribuição integrado com a microrrede.

Foram realizadas simulações considerando três cenários com o primeiro modelo e outra simulação para o segundo modelo considerado microrredes do tipo apresentado no terceiro cenário do primeiro modelo, além de cargas residenciais. O sistema de distribuição teste empregado para a simulação do segundo modelo continha 30 barras.

O modelo proposto para as microrredes mostrou-se efetivo, pois em todos os cenários analisados o mesmo apresentou redução dos custos, chegando a obter 100% de economia para o segundo e terceiro cenários, com possibilidade de, no futuro, receber monetariamente pela energia excedente vendida.

Assim como o primeiro modelo, o segundo também apresentou resultados satisfatórios, já que permitiram a operação integrada das microrredes e do SD, regulando os níveis de tensão na rede e mantendo uma alocação ótima nas residências.

Como sugestão para trabalhos futuros, destaca-se considerar outras fontes de energia renováveis, como gás natural, biogás, células combustíveis, sistemas combinados de calor e energia e microturbinas. Além disso, a interface gráfica da ferramenta também poderia ser aprimorada de forma que possibilite a escolha de parâmetros das microrredes e das residências por parte do usuário.

Outro aprimoramento seria a adição de cálculo de fluxo de potência ótimo ao algoritmo de solução do sistema de distribuição integrado com a microrrede. Isto permitiria obter soluções com custos mínimos para os consumidores da rede elétrica.

Por fim, aspectos como estudos da sensibilidade dos parâmetros de peso que compõe a formulação da microrrede e do impacto da penetração de GDs na rede de distribuição também poderiam ser abordados em trabalhos futuros.

REFERÊNCIAS

ABRADEE. Redes de energia elétrica. 2018. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/redes-de-energia-eletrica>>. Acesso em: 25 maio 2018.

ANEEL. **Cadernos temáticos ANEEL - micro e minigeração distribuída - sistema de compensação de energia elétrica**, 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14913578/Caderno+tematico+Micro+e+Minigeração+Distribuída++2+edicao/716e8bb2-83b8-48e9-b4c8-a66d7f655161>>. Acesso em: 20 maio 2018.

ANEEL. Nota Técnica n.º 362/2010–SRE-SRD/ANEEL, de 06 de dezembro de 2010. Brasília, 2010a. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/120/documento/nota_tcnica_n%C2%BA_362_2010_sre-srd-aneel.pdf>. Acesso em: 14 maio 2018.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST): Módulo 2 – Planejamento da expansão da distribuição**. 1. ed. rev. e atual. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/modulo2.pdf>>. Acesso em: 14 maio 2018a.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST): Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica**. 1. ed. rev. e atual. 2017a. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/Módulo8_Revisao_8/9c78cfab-a7d7-4066-b6ba-cfbda3058d19>. Acesso em: 05 dezembro 2017.

ANEEL. Regulação dos Serviços de Distribuição. 2017b. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/regulacao-da-distribuicao/-/asset_publisher/nHNpDfkNeRpN/content/regulacao-dos-servicos-de-distribuicao/656827?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fregulacao-da-distribuicao%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_nHNpDfkNeRpN%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_count%3D4>. Acesso em: 18 maio 2018.

ANEEL. Resolução Normativa nº 414, de 09 de Setembro de 2010. p. 1–156, 2010b. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14486448/bren2010414.pdf/3bd33297-26f9-4ddf-94c3-f01d76d6f14a?version=1.0>>. Acesso em: 14 maio 2018.

ANEEL. **Tarifa branca**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/tarifa-branca>>. Acesso em: 14 maio 2018b.

ANTUNES, V. J. L. **Desenvolvimento de um software didático para análise do cálculo do fluxo de potência** – PF Analyst. 78 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2007.

BARAN, R.; LEGEY L. F. L. Veículos elétricos: história e perspectivas no Brasil. **Revista do BNDES**, v. 33, p. 207-224, nov. 2010.

BLASI, T. M. **Análise elétrica dos impactos da conexão de sistemas fotovoltaicos com baterias na rede de distribuição**. 97 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2017.

CARNEIRO, S. *et al.* **Three-Phase Power Flow Calculations Using the Current Injection Method**. IEEE, 2000.

CASTRO, E. S. de. **Impacto de veículos elétricos na operação em regime permanente de sistemas de distribuição**. 142 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2015.

CGEE. **Redes Elétricas Inteligentes: contexto nacional**. Brasília, 2012. Disponível em: <https://www.cgee.org.br/documents/10182/734063/Redes_Eletricas_Inteligentes_22mar13_9539.pdf>. Acesso em: 05 dezembro 2017.

CHAPMAN, S. J. **Programação em Matlab para engenheiros**. 2. ed. Cengage Learning: 2011.

CHOWDHURY, S. P.; CROSSLEY, P.; CHOWDHURY, S. **Microgrids and active distribution networks**. 1. ed. The Institution of Engineering and Technology, 2009.

COELHO, **Multi-objective microgrid storage planning problem using plugin electric vehicles**. 155 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal de Minas Gerais. 2016.

COPEL. **Tarifa branca**. Disponível em: <<http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Frural%2Fpagcopel2.nsf%2Fdocs%2FB0CA4C8DF4B62F98832581F00058CCF9>>. Acesso em: 14 maio 2018.

COSERN. Consumo dos aparelhos. 2017. Disponível em: <<http://www.cosern.com.br/Pages/Efici%C3%AAncia%20Energ%C3%A9tica/consumo-dos-aparelhos.aspx>>. Acesso em: 01 maio 2018.

DUGAN, R. C.; MONTENEGRO, D. **Reference Guide**: OpenDSS. 2018. *Electric Power Research Institute*.

ELETROBRÁS/PROCEL. **Pesquisa de posse de equipamentos e hábitos de uso – ano base 2005**: Classe residencial. 2007

EPE/MME. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2026**, 2017. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/10584/0/PDE2026_versao_para_publicacao_08dez2017.pdf/f5d8f999-566d-4f5b-9167-d80b6ea8924e>. Acesso em: 18 fevereiro 2018.

FERREIRA, P. A. V. **Programação Inteira/Mista**. Disponível em: <<http://www.dt.fee.unicamp.br/~valente/c4044.pdf>>. Acesso em: 01 junho 2018.

FREITAS, P. R. R. **Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software OpenDSS**. 2015. 191 f. Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia de Energia e Automação Elétricas) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2015.

HATZIARGYRIOU, N. **Microgrids: architectures and control**. 1. ed. John Wiley & Sons, 2013.

IBGE. **Censo demográfico – 2000 – Famílias e domicílios: Resultado da amostra**. 2000. Disponível em: <<https://ww2.ibge.gov.br/home/presidencia/noticias/26122003censofamiliashtml.shtm>>. Acesso em: 01 junho 2018.

IEA. **International Energy Outlook 2017**, 2017. Disponível em: <[https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484\(2017\).pdf](https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484(2017).pdf)>. Acesso em: 18 fevereiro 2018.

IEA. **Technology Roadmap: Smart Grids**. Paris, 2011. Disponível em: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/smartgrids_roadmap.pdf>. Acesso em: 16 maio 2018.

IMBASCIATI, H. **Estudo descritivo dos sistemas, subsistemas e componentes de veículos elétricos e híbridos**. 2012. 58 f. Monografia (Especialização em Engenharia Automotiva) – Escola de Engenharia Mauá do Centro Universitário do Instituto Mauá de Tecnologia, São Caetano do Sul, 2012.

LEITE, J. V. A.; CRUZ, A. F. S. **Estudo e aplicação da smart grid no sistema elétrico de distribuição brasileiro**. In: XVI SEPA - Seminário Estudantil de Produção Acadêmica, Salvador: UNIFACS, 2017.

LIMA D. R. M. **Desenvolvimento de modelos de redes de baixa tensão para estudos de fluxo de potência**. 2015. 98 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2015.

MARTINS, C. C. C. **Fluxo de carga em redes de distribuição operando em emergência**. 2018. 109 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia da Eletricidade) – Universidade Federal do Maranhão, São Luís, 2018.

MATLAB. **Mixed-Integer Linear Programming Definition**. Disponível em: <<https://www.mathworks.com/help/optim/ug/mixed-integer-linear-programming-algorithms.html>>. Acesso em: 01 junho 2018.

MONTICELLI, A. J. **Fluxo de carga em redes de energia elétrica**. São Paulo: E. Blucher, 1983.

MORAES, R. A. **Estudo da viabilidade técnica e econômica da inserção da microgeração eólica: Estudo de caso prédio de engenharia elétrica da Universidade Federal do Paraná**. 2013. 98 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2013.

NISSAN. **Novo Nissan Leaf – 2018**. Disponível em: <https://www.nissan-cdn.net/content/dam/Nissan/pt/brochures/E-Catalogo_LEAF-2018_PT.pdf>. Acesso em: 01 maio 2018.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. [s.l.] CEPEL - CRESESB, 2014.

PINTO, M. O. **Fundamentos de Energia Eólica**. Editora LTC, 2013.

QUIÑONEZ, R. A. S. **A framework for optimal scheduling of electric vehicles and demand response to smart grids**. 2015. 159 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2015.

RASKIN, A.; SHAH, S. **The Emerge of Hybrid Electric Vehicles**. New York: Alliance Bernstein, 2006. Disponível em: <<http://www.calcars.org/alliance-bernstein-hybridsjune06.pdf>>. Acesso em: 14 maio 2016.

RIVERA R; ESPOSITO A. S.; TEIXEIRA I. Redes elétricas inteligentes (smart grid): oportunidade para adensamento produtivo e tecnológico local. **Revista do BNDES**, v. 40, p. 43-84, dez. 2013.

SANTIS, R. B. **Matlab: Algoritmos e estrutura de dados 2016_1**. Disponível em: <http://www.ufjf.br/ciro_barbosa/files/2010/04/Material-de-apoio_rodrigo.pdf>. Acesso em: 05 junho 2018.

SANTOS, H. S. **Programação diária da operação coordenada de microrredes e redes de distribuição de energia elétrica, considerando geração fotovoltaica, armazenamento distribuído e veículos elétricos**. 2016. 166 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2016.

SILVA, Y. F. F. C.; BORTONI, E. C. Sistemas de armazenamento de energia elétrica em redes inteligentes: características, oportunidades e barreiras. **Revista Brasileira de Energia**, v. 22, p. 48-13, 1º Sem. 2016.

SOLON. **Datasheet, SOLON 230/07**. 2014. Disponível em: <https://www.solon.com/export/sites/default/solonse.com/_downloads/products/download-center/modules/SOLON-Black-Blue-230-07/datasheet/SOLON-04-Black-Blue-230-07-Datasheet_en.pdf>. Acesso em: 01 maio 2016.

TAHIM, A. P. N. **Controle de microrredes de distribuição de energia elétrica em corrente contínua**. 2015. 175 f. Tese (Doutorado em Engenharia de Automação e Sistemas) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2015.

TESLA. Tesla Home Battery – Powerwall 2 - 2018. Disponível em: <<https://www.tesla.com/powerwall>>. Acesso em: 01 maio 2018.

TON, D. T.; SMITH, M. A. *The U.S. Department of Energy's microgrid initiative*. **The Electricity Journal**, v. 25, p. 84-94, out. 2012.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J.R. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações**. 2 ed. São Paulo: Érica, 2015.

VON MEIER, A. **Electric Power Systems: A conceptual introduction**. New Jersey: Editora John Wiley & Sons, 2006.

WU, X.; WANG, X.; BIE, Z. *Optimal generation scheduling of a microgrid*. In: **2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)**. IEEE, 2012. p. 1-7.