**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
INSTITUTO DE ENERGIA E AMBIENTE
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA**

ALEX RENAN ARRIFANO MANITO

**MODELAGEM DO CONTROLE E AVALIAÇÃO DE SISTEMAS
HÍBRIDOS DE GERAÇÃO E MINIRREDES DE DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

**SÃO PAULO
JULHO DE 2018**

ALEX RENAN ARRIFANO MANITO

MODELAGEM DO CONTROLE E AVALIAÇÃO DE SISTEMAS HÍBRIDOS DE
GERAÇÃO E MINIRREDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo para a obtenção do título de Doutor em Ciências.

Orientador: Prof. Dr. Roberto Zilles

Versão Corrigida

SÃO PAULO
JULHO DE 2018

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

FICHA CATALOGRÁFICA

Manito, Alex Renan Arrifano

Modelagem do Controle e Avaliação de Sistemas Híbridos de Geração e Minirredes de Distribuição de Energia Elétrica. / Alex Renan Arrifano Manito; orientador Roberto Zilles. São Paulo, 2018.

178 p. : il. ; 30cm.

Tese (Doutorado em Ciências) – Programa de Pós-Graduação em Energia – Instituto de Energia e Ambiente da universidade de São Paulo, 2018.

1. Minirredes 2.Redes Inteligentes 3. Agentes Distribuídos 4. Eletrificação Rural I.Título.

Nome: Alex Renan Arrifano Manito

Título: Modelagem do Controle e Avaliação de Sistemas Híbridos de Geração e Minirredes de Distribuição de Energia Elétrica.

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo para a obtenção do título de Doutor em Ciências.

Aprovado em: 25/05/2018

Banca examinadora

Orientador: Prof. Dr. Roberto Zilles

Prof. Dr. Eduardo Lorenzo Pigueiras / Instituição: UPM

Prof. Dr. João Tavares Pinho / Instituição: UFPA

Prof. Dr. Marcos André Barros Galhardo / Instituição: UFPA

Prof. Dr. Ricardo Rüther / Instituição: UFSC

Prof. Dr. Wilson Negrão Macêdo / Instituição: UFPA

AGRADECIMENTOS

Ao meu pai, Carlos Alberto Gonzalez Manito, e à minha mãe, Maria do Carmo Arrifano Manito, que sempre me deram força para que eu buscasse meus objetivos.

Aos meus irmãos, Allan Rodrigo Arrifano Manito e Aline Cristina Arrifano Manito, pelo incentivo e apoio dados.

Aos amigos da Universidade de São Paulo, por todos os momentos compartilhados, mostrando amizade verdadeira.

Aos amigos do Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos da Universidade de São Paulo, sem os quais este trabalho não seria possível.

Ao meu amigo, Marcelo Pinho Almeida, por todas as contribuições que deu a este trabalho.

Ao Restaurante Universitário (Bandeirão).

Ao meu orientador, professor Dr. Roberto Zilles, por todos os ensinamentos dentro e fora do ambiente acadêmico.

Ao professor Dr. João Tavares Pinho, pelo apoio e ensinamentos desde a época da graduação.

Ao professor Luiz Antônio Correia Lopes, pelo apoio e recepção durante o intercâmbio na Concordia University.

Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), pelo apoio financeiro para o desenvolvimento deste trabalho.

RESUMO

MANITO, Alex Renan Arrifano. **Modelagem do Controle e Avaliação de Sistemas Híbridos de Geração e Minirredes de Distribuição de Energia Elétrica**. 2018. 178 p. Tese (Doutorado em Ciências) – Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2018.

Recentemente, muitas mudanças vêm ocorrendo na forma como a energia elétrica é gerada e distribuída, criando com isso oportunidades de utilizar os recursos disponíveis *in loco* de forma mais eficiente, atuando juntamente com sistemas centralizados convencionais, para o atendimento das necessidades energéticas. Neste contexto, as minirredes de energia são consideradas pontos chave para melhorar a confiabilidade e a qualidade da energia, aumentar a eficiência do sistema elétrico como um todo, viabilizar aos consumidores finais a possibilidade de uma certa independência da rede e uma participação mais ativa no mercado de energia elétrica. No entanto, a aplicação de tais topologias ainda não superou todas as barreiras para que todos os benefícios possam ser apreciados. Há ainda perguntas a serem respondidas sobre como lidar com as especificidades e os aspectos operacionais de minirredes, tanto em operação normal quanto em operação anômala, que são fundamentais para a sustentabilidade de longo prazo dos sistemas.

Este trabalho discute aspectos relacionados à operação de minirredes, tanto em sistemas isolados quanto em sistemas conectados à rede da concessionária. No caso de sistemas isolados, a abordagem leva em consideração os riscos associados aos projetos voltados para eletrificação rural e discute questões não restritas ao projeto inicial, mas também à operação destes tipos de sistemas. No caso de sistemas conectados, são discutidas tendências relacionadas às topologias de utilização destes sistemas para operação conjunta com a rede elétrica. Um algoritmo para controle de minirredes em diferentes níveis hierárquicos é proposto. Este algoritmo serve como base para o controle da plataforma de interação de agentes distribuídos, montada no Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos da Universidade de São Paulo para testes em equipamentos reais e para a formação de recursos humanos.

Palavras-chave: Minirredes, Redes Inteligentes, Agentes Distribuídos, Eletrificação Rural.

ABSTRACT

MANITO, Alex Renan Arrifano. **Control Modeling and Evaluation of Hybrid Systems and Electrical Energy Distribution Mini-Grids**. 2018. 178 p. Doctoral Thesis – Graduate Program on Energy, University of São Paulo, São Paulo, 2018.

Recently, many changes are taking place in the way energy is generated and distributed, thus creating opportunities to utilize the resources available on site more efficiently, working along with conventional centralized systems, to meet energy needs. In this context, mini-grids are considered key points to improve the reliability and power quality, increase the efficiency of the electric system as a whole, enable end consumers to have a certain independence from the grid and a more active participation in the electricity market. However, the application of such topologies has not yet overcome all barriers so that all their benefits can be appreciated. There are still questions to be answered on how to deal with the specificities and operational aspects of micro-grids in both normal and anomalous operation, which are fundamental to the long-term sustainability of power systems.

This work discusses aspects related to micro-grids in both isolated and grid-connected operation modes. In the case of isolated systems, the approach takes into account the risks associated with rural electrification projects and discusses issues not restricted to the design, but also to the operation of these types of systems. In the case of grid-connected systems, trends related to the topologies to be used for joint operation with the power grid are discussed. An algorithm to control micro-grids at different hierarchical levels is proposed. This algorithm serves as a basis for the control of the platform for the interaction of distributed agents assembled at the Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos of the Universidade de São Paulo to be used for tests on real equipment and for capacity building.

Keywords: Mini-grids, Smart-grids, Distributed Agents, Rural Electrification.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Opções de atendimento regulamentadas pela Resolução Normativa 493.	40
Figura 1.2 – Conector queimado devido à má conexão (fonte: autoria própria).....	49
Figura 1.3 – Situações comuns encontradas em residências alimentadas por sistemas isolados (fonte: arquivo fotográfico do Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos).	50
Figura 2.1 – LLP do sistema em função da configuração do par armazenamento-gerador.	58
Figura 2.2 – Curvas de carga (Adaptado de BARBOSA (2006)).	60
Figura 2.3 – Perfil de irradiação baixa.	61
Figura 2.4 – Perfil de irradiação média.	61
Figura 2.5 – Perfil de irradiação alta.	62
Figura 2.6 – Esquemático dos fluxos de energia no sistema.	64
Figura 2.7 – Curva do número de ciclos da bateria em função da profundidade de descarga.	66
Figura 2.8 – Explicação das tabelas de resultados.....	69
Figura 2.9 – Configuração testada no laboratório. Todos os MIGDI ligados ao barramento do gerador a diesel.	89
Figura 2.10 – Configuração testada no laboratório. Duas hierarquias de operação.	90
Figura 2.11 – Arranjo experimental para o Caso 2 e para o Caso 3.	92
Figura 2.12 – Operação do MIGDI 1 quando todos os MIGDI conectam-se à mesma fonte.	93
Figura 2.13 – Troca de potência entre MIGDI (caso 2).	93

Figura 2.14 – Perfil de frequência, tensão e potência reativa para o caso 2.	94
Figura 2.15 – Limitação de potência devido à não conexão entre MIGDI 2 e MIGDI 1.	95
Figura 2.16 – Perfis de frequência e tensão para o caso 3.	95
Figura 2.17 – Perfil de tensão para a topologia em dois níveis.	95
Figura 3.1 – Rede passiva.	100
Figura 3.2 – Rede ativa com geração distribuída.	101
Figura 3.3 – Rede ativa com geração distribuída e minirredes.	102
Figura 3.4 – Fluxo de informações entre os diversos elementos do sistema.	104
Figura 4.1 – Agente simplificado.	116
Figura 4.2 – Convenção de sinais utilizada.	116
Figura 4.3 – Agente generalizado.	117
Figura 4.4 – Esquema para controle simplificado do agente generalizado.	119
Figura 4.5 – Exemplo de alimentador com agentes distribuídos.	120
Figura 4.6 – Representação de alimentador como agente simplificado.	120
Figura 4.7 – Esquema de modelamento do alimentador.	121
Figura 4.8 – Limitações físicas ao ajuste da potência do armazenamento.	125
Figura 4.9 – Operação do agente modo ReR.	126
Figura 4.10 – Operação do agente modo BaR.	126
Figura 4.11 – Operação do agente modo MiX.	127
Figura 4.12 – Operação do agente com limitação por rampa.	128
Figura 4.13 – Diagrama da arquitetura de controle.	129

Figura 4.14 – Operação do agente em modo ReR (Exemplo).....	131
Figura 4.15 – Avaliação monetária da operação do Exemplo.	131
Figura 4.16 – Limites de interação com a rede.....	134
Figura 4.17 – Intercâmbio de energia com a rede elétrica (situação sem armazenamento).....	135
Figura 4.18 – Demanda e referência da rede.	135
Figura 4.19 – Intercâmbio de energia com a rede elétrica (situação com armazenamento).....	136
Figura 4.20 – Valores de tarifa de energia ao longo do dia.....	137
Figura 4.21 – Venda de energia para a rede elétrica devido ao gerador fotovoltaico.	137
Figura 4.22 – Venda de energia para a rede devido ao gerador com armazenamento.	138
Figura 5.1 – Topologia de minirredes com uma única hierarquia.....	142
Figura 5.2 – Topologia de minirrede com duas hierarquias.	143
Figura 5.3 – Diagrama esquemático da infraestrutura montada.....	144
Figura 5.4 – Minirrede 1. (a) Inversores bidirecionais. (b) Diagrama esquemático da minirrede.	146
Figura 5.5 – Minirrede 2. (a) Inversores bidirecionais. (b) Diagrama esquemático da minirrede.	147
Figura 5.6 – Minirrede 3. (a) Inversores bidirecional e de conexão à rede. (b) Diagrama esquemático da minirrede.	148
Figura 5.7 – Minirrede 4. (a) Inversor bidirecional. (b) Diagrama esquemático da minirrede.	149

Figura 5.8 – Gerador a diesel de 40 kVA.	150
Figura 5.9 – <i>Micro-grid central controller</i> (MGCC).....	151
Figura 5.10 – Diagrama esquemático da instalação feita no LSF.....	152
Figura 5.11 – Interface de monitoração <i>off-line</i> (seleção e visualização de parâmetros).....	153
Figura 5.12 – Interface do sistema SCADA (diagrama esquemático).....	154
Figura 5.13 – Interface do sistema SCADA (formas de onda).	155
Figura 5.14 – Sincronização para aquisição de formas de onda.	156

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1 – Disponibilidade mensal.	44
Tabela 2.1 – Irradiação dos perfis considerados.....	61
Tabela 2.2 – Configuração do par gerador fotovoltaico-bateria.....	64
Tabela 2.3 – Custo dos Casos Base, em milhões de reais, para diferentes valores de demanda e custo do combustível.	68
Tabela 2.4 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 1/Irradiação baixa/R\$ 500,00/kWh, 20 % renovável).	70
Tabela 2.5 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 1/Irradiação baixa/R\$ 500,00/kWh, 40 % renovável).	70
Tabela 2.6 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 1/Irradiação baixa/R\$ 500,00/kWh, 60 % renovável).	70
Tabela 2.7 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 1/Irradiação baixa/R\$ 500,00/kWh, 80 % renovável).	70
Tabela 2.8 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 1/Irradiação baixa/R\$ 500,00/kWh, 100 % renovável).	71
Tabela 2.9 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 1/Irradiação baixa/R\$ 1.000,00/kWh, 20 % renovável).	71
Tabela 2.10 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 1/Irradiação baixa/R\$ 1.000,00/kWh, 40 % renovável).	71
Tabela 2.11 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 1/Irradiação baixa/R\$ 1.000,00/kWh, 60 % renovável).	71
Tabela 2.12 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 1/Irradiação baixa/R\$ 1.000,00/kWh, 80 % renovável).	72
Tabela 2.13 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 1/Irradiação baixa/R\$ 1.000,00/kWh, 100 % renovável).	72

Tabela 2.14 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos	
Base (Curva 2/Irradiação baixa/R\$ 500,00/kWh, 20 % renovável).	72
Tabela 2.15 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos	
Base (Curva 2/Irradiação baixa/R\$ 500,00/kWh, 40 % renovável).	72
Tabela 2.16 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos	
Base (Curva 2/Irradiação baixa/R\$ 500,00/kWh, 60 % renovável).	73
Tabela 2.17 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos	
Base (Curva 2/Irradiação baixa/R\$ 500,00/kWh, 80 % renovável).	73
Tabela 2.18 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos	
Base (Curva 2/Irradiação baixa/R\$ 500,00/kWh, 100 % renovável).	73
Tabela 2.19 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos	
Base (Curva 2/Irradiação baixa/R\$ 1.000,00/kWh, 20 % renovável).	73
Tabela 2.20 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos	
Base (Curva 2/Irradiação baixa/R\$ 1.000,00/kWh, 40 % renovável).	74
Tabela 2.21 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos	
Base (Curva 2/Irradiação baixa/R\$ 1.000,00/kWh, 60 % renovável).	74
Tabela 2.22 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos	
Base (Curva 2/Irradiação baixa/R\$ 1.000,00/kWh, 80 % renovável).	74
Tabela 2.23 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos	
Base (Curva 2/Irradiação baixa/R\$ 1.000,00/kWh, 100 % renovável).	74
Tabela 2.24 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos	
Base (Curva 1/Irradiação média/R\$ 500,00/kWh, 20 % renovável).	75
Tabela 2.25 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos	
Base (Curva 1/Irradiação média/R\$ 500,00/kWh, 40 % renovável).	75
Tabela 2.26 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos	
Base (Curva 1/Irradiação média/R\$ 500,00/kWh, 60 % renovável).	75

Tabela 2.27 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos	
Base (Curva 1/Irradiação média/R\$ 500,00/kWh, 80 % renovável).	75
Tabela 2.28 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos	
Base (Curva 1/Irradiação média/R\$ 500,00/kWh, 100 % renovável).	76
Tabela 2.29 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos	
Base (Curva 1/Irradiação média/R\$ 1.000,00/kWh, 20 % renovável).	76
Tabela 2.30 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos	
Base (Curva 1/Irradiação média/R\$ 1.000,00/kWh, 40 % renovável).	76
Tabela 2.31 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos	
Base (Curva 1/Irradiação média/R\$ 1.000,00/kWh, 60 % renovável).	76
Tabela 2.32 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos	
Base (Curva 1/Irradiação média/R\$ 1.000,00/kWh, 80 % renovável).	77
Tabela 2.33 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos	
Base (Curva 1/Irradiação média/R\$ 1.000,00/kWh, 100 % renovável).	77
Tabela 2.34 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos	
Base (Curva 2/Irradiação média/R\$ 500,00/kWh, 20 % renovável).	77
Tabela 2.35 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos	
Base (Curva 2/Irradiação média/R\$ 500,00/kWh, 40 % renovável).	77
Tabela 2.36 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos	
Base (Curva 2/Irradiação média/R\$ 500,00/kWh, 60 % renovável).	78
Tabela 2.37 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos	
Base (Curva 2/Irradiação média/R\$ 500,00/kWh, 80 % renovável).	78
Tabela 2.38 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos	
Base (Curva 2/Irradiação média/R\$ 500,00/kWh, 100 % renovável).	78
Tabela 2.39 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos	
Base (Curva 2/Irradiação média/R\$ 1.000,00/kWh, 20 % renovável).	78

Tabela 2.40 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos	
Base (Curva 2/Irradiação média/R\$ 1.000,00/kWh, 40 % renovável).....	79
Tabela 2.41 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos	
Base (Curva 2/Irradiação média/R\$ 1.000,00/kWh, 60 % renovável).....	79
Tabela 2.42 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos	
Base (Curva 2/Irradiação média/R\$ 1.000,00/kWh, 80 % renovável).....	79
Tabela 2.43 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos	
Base (Curva 2/Irradiação média/R\$ 1.000,00/kWh, 100 % renovável).....	79
Tabela 2.44 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos	
Base (Curva 1/Irradiação alta/R\$ 500,00/kWh, 20 % renovável).....	80
Tabela 2.45 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos	
Base (Curva 1/Irradiação alta/R\$ 500,00/kWh, 40 % renovável).....	80
Tabela 2.46 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos	
Base (Curva 1/Irradiação alta/R\$ 500,00/kWh, 60 % renovável).....	80
Tabela 2.47 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos	
Base (Curva 1/Irradiação alta/R\$ 500,00/kWh, 80 % renovável).....	80
Tabela 2.48 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos	
Base (Curva 1/Irradiação alta/R\$ 500,00/kWh, 100 % renovável).....	81
Tabela 2.49 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos	
Base (Curva 1/Irradiação alta/R\$ 1.000,00/kWh, 20 % renovável).....	81
Tabela 2.50 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos	
Base (Curva 1/Irradiação alta/R\$ 1.000,00/kWh, 40 % renovável).....	81
Tabela 2.51 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos	
Base (Curva 1/Irradiação alta/R\$ 1.000,00/kWh, 60 % renovável).....	81
Tabela 2.52 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos	
Base (Curva 1/Irradiação alta/R\$ 1.000,00/kWh, 80 % renovável).....	82

Tabela 2.53 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos	
Base (Curva 1/Irradiação alta/R\$ 1.000,00/kWh, 100 % renovável).	82
Tabela 2.54 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos	
Base (Curva 2/Irradiação alta/R\$ 500,00/kWh, 20 % renovável).	82
Tabela 2.55 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos	
Base (Curva 2/Irradiação alta/R\$ 500,00/kWh, 40 % renovável).	82
Tabela 2.56 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos	
Base (Curva 2/Irradiação alta/R\$ 500,00/kWh, 60 % renovável).	83
Tabela 2.57 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos	
Base (Curva 2/Irradiação alta/R\$ 500,00/kWh, 80 % renovável).	83
Tabela 2.58 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos	
Base (Curva 2/Irradiação alta/R\$ 500,00/kWh, 100 % renovável).	83
Tabela 2.59 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos	
Base (Curva 2/Irradiação alta/R\$ 1.000,00/kWh, 20 % renovável).	83
Tabela 2.60 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos	
Base (Curva 2/Irradiação alta/R\$ 1.000,00/kWh, 40 % renovável).	84
Tabela 2.61 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos	
Base (Curva 2/Irradiação alta/R\$ 1.000,00/kWh, 60 % renovável).	84
Tabela 2.62 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos	
Base (Curva 2/Irradiação alta/R\$ 1.000,00/kWh, 80 % renovável).	84
Tabela 2.63 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos	
Base (Curva 2/Irradiação alta/R\$ 1.000,00/kWh, 100 % renovável).	84
Tabela 2.64 – Bases do sistema.	92
Tabela 4.1 – Medições e estimativas para o instante futuro.	122
Tabela 4.2 – Modos de controle.	124
Tabela 5.1 – Resumo das minirredes instaladas no LSF.	149

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agencia Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional do Petróleo
BaR	Bateria Reage ao Sistema
C.C.	Consumo Anual de Combustível
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CRIO	<i>Compact Reconfigurable Input Output</i>
DIC	Duração de interrupção Individual por Unidade Consumidora
DoD	<i>Depth of Discharge</i>
DPS	Dispositivo de supressão de surtos
FPGA	<i>Field Programable Gate Array</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Comission</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronical Engineers</i>
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i>
LLP	<i>Loss of Load Probability</i>
LSF	Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos
MGCC	<i>Microgrid Central Controller</i>
MIGDI	Micro Sistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica
MiX	Compartilhamento de Variações
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracker</i>
NBR	Norma Brasileira
PAC	Ponto de acoplamento comum
ReR	Rede Reage ao Sistema
RS	<i>Recommended Standard</i>
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SER	Sistema de Energia Renovável
SIGFI	Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente

UC	Unidade Consumidora
UM	Unidade monetária
UP	Unidade de potência
V2H	<i>Vehicle to Home</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

B_{cap}	Capacidade do banco de baterias
B_{nom}	Potência nominal da bateria
B_{ref}	Valor de referência configurado na bateria
DoD_{max}	Profundidade de descarga máxima
$E_{bat}(t)$	Energia adicionada a bateria na iteração t
E_{dia}	Consumo médio diário de energia
FA	Função de ativação
FD	Função de posto horário do dia
FLD	Função de limite diário
FL	Função de limite
H_{ref}	Irradiância de referência (1.000 W/m ²)
I_{ini}	Investimento inicial do componente
N_{DA}	Número de dias de autonomia
VPL	Valor presente líquido
PH	Posto horário
$P_L(t)$	Potência da carga na iteração t
$P_{bat}(t)$	Potência da bateria na iteração t
$P_{diesel}(t)$	Potência do gerador a diesel na iteração t
$P_{fv}(t)$	Potência do gerador fotovoltaico na iteração t
$P_{perdida}(t)$	Potência perdida na iteração t
$P_{pv\ nom}$	Potência nominal do gerador fotovoltaico
R_G	Componentes pertencentes ao operador da Rede
R_{REF}	Valor de referência para Rede em uma situação com múltiplas minirredes
R_{ref}	Valor de potência de referência para a Rede
TEB	Tarifa equivalente da bateria
T_{ref}	Temperatura de referência

V_{subs}	Custo de substituição do componente
a_{eq}	Parâmetro de controle proporcional ao valor máximo de potência da Demanda equivalente no instante t
b_{eq}	Parâmetro de controle proporcional ao valor máximo de potência da Geração equivalente no instante t
c'	Parâmetro de controle do armazenamento real devido às limitações
c_{eq}	Parâmetro de controle proporcional ao valor máximo de potência do Armazenamento no instante t
η_{bat}	Eficiência de conversão da bateria
ξ_B	Erro entre o valor de potência real e a referência do Armazenamento
ξ_R	Erro entre o valor de potência real e a referência da Rede
dB'	Variação limitada da bateria entre iterações
dB	Variação da bateria entre iterações
dD	Variação da demanda entre iterações
dF	Variação da Geração entre iterações
dR	Variação da Rede entre iterações
Δt	Passo de tempo
$B(t)$	Potência do Armazenamento na iteração t
CT	Ciclo de trabalho
$D(t)$	Demanda no instante t
$F(t)$	Potência da Fonte no instante t
FA	Função de ativação
FD	Função do dia
FL	Função de limite
FLR	Função de limite real
$H(t)$	Irradiância do instante t
HSP	Horas de sol pleno
HT	Valores horários

L	Valores de limite
LLP	Probabilidade de perda de carga
P	Período da função de ativação
PH	Função do posto horário
PHR	Posto horário real
$R(t)$	Valor de potência do elemento Rede na iteração t
T	Valores de tarifa
VEB	Valor da energia na bateria
$a(t)$	Parâmetro de controle proporcional ao valor máximo de potência da Demanda no instante t
$b(t)$	Parâmetro de controle proporcional ao valor máximo de potência da Geração no instante t
$c(t)$	Parâmetro de controle proporcional ao valor máximo de potência do Armazenamento no instante t
$c1$	Coefficiente de irradiância para módulos de silício cristalino
k	Parâmetro de controle para absorção de variações no Armazenamento
$k1$	Ano de troca do elemento do Sistema de geração
$n1$	Tempo de projeto
p	Peso
r	Taxa de juros
x	Parâmetro de controle para absorção de variações na demanda
y	Parâmetro de controle para absorção de variações na geração
z	Parâmetro de controle para absorção de variações na Rede
γ	Coefficiente de potência em função da temperatura para o gerador fotovoltaico
φ	Fase da função de ativação

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO.....	31
Justificativa.....	32
Problema.....	34
Hipótese.....	35
Objetivo.....	35
Materiais e métodos.....	35
Estrutura do trabalho	36
1 MINIRREDES EM SISTEMAS DE ELETRIFICAÇÃO RURAL	39
1.1 Sistemas híbridos e eletrificação rural	39
1.2 Questões no suprimento de áreas isoladas	41
1.2.1 Demanda a ser suprida.....	42
1.2.2 Problemas de instalação, operação e manutenção	46
1.2.2.1 Logística de acesso à localidade.....	46
1.2.2.2 Capacitação	48
1.2.2.3 Instalação e padrões de qualidade	49
1.3 Pós-instalação	51
1.3.1 Monitoração.....	51
1.3.2 Cobrança.....	52
1.4 Discussão	54
2 ROBUSTEZ DE MINIRREDES EM OPERAÇÃO ISOLADA.....	57
2.1 Dimensionamento de minirredes	57
2.2 Simulações do custo da operação	59
2.2.1 Curvas de demanda.....	59
2.2.2 Recurso primário	60
2.2.3 Custo por litro de diesel e custo da bateria por kWh.....	62
2.2.4 Dimensionamento do sistema fotovoltaico e bateria.....	62
2.2.5 Dinâmica do Sistema	64

2.2.6	Sistema fotovoltaico.....	66
2.2.7	Análise de Custo	67
2.2.8	Suposições utilizadas	68
2.2.9	Caso Base	68
2.3	Resultados	69
2.4	Integração de MIGDI	87
2.4.1	Configurações testadas.....	89
2.4.2	Arranjo experimental	91
2.4.3	Resultados Experimentais	92
3	MINIRREDES EM OPERAÇÃO CONECTADA	97
3.1	Definição de minirredes em operação conectada	99
3.2	Considerações sobre a operação conectada de minirredes	103
3.2.1	Aspectos técnicos	104
3.2.1.1	Modo de operação dual.....	105
3.2.1.2	Controle de potência e qualidade de energia	106
3.2.1.3	Proteção	106
3.2.1.4	Controle dos elementos distribuídos.....	107
3.3	Aspectos regulatórios e de mercado	108
3.3.1	Regulamentação técnica.....	109
3.3.2	Regras para interação de agentes com a rede elétrica	109
3.3.3	Fatores de mercado	110
3.3.3.1	Mercado de energia.....	111
3.3.3.2	Mercado de serviços ancilares	111
4	MODELAGEM DO CONTROLE DE MINIRREDES	113
4.1	Sistemas com agentes distribuídos	113
4.2	Modelamento do controle multi-agente	114
4.2.1	Agente generalizado.....	115
4.2.2	Composição de minirredes.....	119

4.2.3	Controle do armazenamento.....	121
4.3	Sistema de controle.....	128
4.3.1	Estimativas dos custos de operação.....	129
4.3.2	Postos Horários.....	132
4.3.3	Limites de Operação.....	132
4.4	Exemplos de utilização do controle.....	134
4.4.1	Amortecimento de picos de demanda e geração.....	134
4.4.2	Rede com postos horários.....	136
4.5	Considerações.....	138
5	PLATAFORMA EXPERIMENTAL DE INTERAÇÃO DOS AGENTES.....	141
5.1	Topologias possíveis.....	141
5.2	A infraestrutura do Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos.....	144
5.3	Equipamentos instalados no laboratório.....	145
5.3.1	Minirrede 1.....	145
5.3.2	Minirrede 2.....	146
5.3.3	Minirrede 3.....	147
5.3.4	Minirrede 4.....	148
5.3.5	Fontes principais.....	150
5.3.6	<i>Micro-grid central controller</i> (MGCC).....	150
5.4	Sistema de supervisão, controle e aquisição de dados – <i>Supervisory control and data acquisition</i> (SCADA).....	153
5.4.1	Monitoração <i>off-line</i>	153
5.4.2	Monitoração <i>on-line</i>	154
5.4.3	Programação FPGA.....	155
5.5	Comunicação com medidores de energia.....	156
5.6	Considerações.....	157
	CONCLUSÕES.....	159

Minirredes isoladas	160
Minirredes conectadas.....	162
Sugestões para trabalhos futuros.....	163
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	165
ARTIGOS PUBLICADOS	177
Periódicos internacionais	177
Congressos internacionais.....	177
Congressos nacionais	178

INTRODUÇÃO

Usualmente os sistemas de potência (geração, transmissão e distribuição) são projetados de maneira separada, com uma hierarquia bem definida, onde cada estágio realiza uma função clara de produção, transporte e/ou condicionamento de potência até o uso final. Nesta concepção, o fluxo de potência segue apenas em uma direção dentro da hierarquia. Por muitos anos esta foi (e ainda é) a forma mais comum de se pensar os sistemas elétricos de potência por diversos fatores como: confiabilidade de fornecimento, qualidade de energia e custo de produção e distribuição.

A conveniência desta concepção para os sistemas de energia elétrica estava muito ligada às limitações tecnológicas, potenciais energéticos (facilmente exploráveis) existentes, menos restrições quanto aos impactos ambientais, economia de escala, a forma como os mercados de energia se organizavam, a retirada das unidades de geração (principalmente no caso de combustíveis fósseis) das proximidades dos centros urbanos, entre outros fatores.

Nesta concepção usual de sistema elétrico, aumentos de demanda são normalmente supridos por aumentos de capacidade de geração, construindo-se novas usinas, e o consequente reforço nas capacidades de transmissão e distribuição. Contudo, certas limitações vêm emergindo devido à necessidade de abordar os problemas ambientais e mudanças climáticas, juntamente com a perspectiva de crescimento da demanda, inclusive com emergência de novos nichos de demanda como os veículos elétricos. Dentre as limitações, podem-se citar: a escassez do potencial energético de certas formas de geração, instabilidade do preço de combustíveis fósseis e dificuldades quanto à conciliação entre a demanda e a geração, muitas vezes necessitando de altos investimentos em reservas girantes, linhas de transmissão e distribuição voltadas para atender altos carregamentos que ocorrem durante poucas horas do dia ou períodos do ano. Estes fatores motivam a busca por soluções alternativas para o fornecimento do serviço de energia elétrica.

Além disso, a geração de grande porte centralizada apresenta riscos para o setor elétrico. Por exemplo, ANSAR *et al.* (2014) apresentam um estudo voltado para os riscos de investimentos associados com grandes centrais hidrelétricas. O referido estudo menciona que grandes centrais geralmente incorrem em problemas de custo e tempo subestimados para a construção e sugere que países em desenvolvimento deveriam preferir alternativas que pudessem ser construídas em tempo mais curto. MIARA *et al.* (2014) fazem uma análise

sobre os benefícios sociais e ambientais que podem ser conseguidos a partir da redução da necessidade de operação de termelétricas que utilizam combustíveis fósseis. Apesar da análise ser restrita ao noroeste norte-americano (ressalta-se que nesse país o uso de termelétricas é mais intenso que no Brasil), paralelos podem ser encontrados para as conclusões em outras partes do mundo, inclusive para o Brasil. Esses benefícios estão associados à qualidade do ar, da água e gastos com saúde pública, que muitas vezes não são internalizados nos benefícios das fontes de energia menos poluentes na hora da tomada de decisão, até mesmo pela dificuldade de quantificar esses benefícios.

Recentemente, muitas mudanças vêm ocorrendo na forma como a energia é gerada e distribuída e, com isso, criando oportunidades de utilizar os recursos disponíveis *in loco* de forma mais eficiente e ainda com a possibilidade de reduzir custos operacionais. Os avanços nas áreas de eletrônica de potência, a redução dos preços de tecnologias que antes eram consideradas economicamente inviáveis, e as novas formas de organização dos mercados de energia estão alavancando outras opções dentro do leque de possibilidades que apresentam potencial de se configurar como soluções ou mitigações para alguns dos problemas citados, atuando juntamente com sistemas centralizados convencionais, para o atendimento das necessidades energéticas. As novas tecnologias que podem ser aplicadas aos sistemas de transmissão e distribuição, como geração distribuída, cargas controláveis (gerenciamento da demanda), e sistemas de armazenamento de energia, permitem modos de operação que podem atingir melhores níveis de confiabilidade com menores impactos.

Justificativa

As minirredes estão se tornando cada vez mais populares. A utilização deste tipo de sistema é amplamente empregada para o suprimento de comunidades isoladas; porém, seu uso, principalmente em aplicações conectadas ao sistema elétrico, ainda apresenta lacunas de conhecimento que precisam ser abordadas, principalmente aquelas referentes às estratégias de controle para a operação.

A minirrede em sistemas conectados à rede constitui uma unidade controlável, sendo capaz de operação flexível, dependendo das necessidades do produtor/consumidor (prosumidor) e da rede elétrica. Entre os benefícios desta topologia podem-se citar:

- Redução de perdas nos processos de transmissão e distribuição de energia;
- Redução do carregamento das linhas de transmissão;

- Postergação de investimentos em expansão das capacidades de geração e fornecimento;
- Redução do risco de expansão do sistema elétrico com maior flexibilidade para a correção de problemas;
- Redução dos impactos ambientais;
- Redução do pico de demanda (*peak shaving*) ou deslocamento de parte da demanda (*load shifting*).

É importante mencionar que os potenciais benefícios devem ser analisados com cuidado. A capacidade de postergar investimentos no reforço da rede de distribuição e dar suporte à qualidade de energia na rede deve ser analisada caso a caso. As características supracitadas devem ser vistas como possibilidades de solução, que possuem pontos fortes e limitações dependendo do contexto em que são inseridas.

A inércia e o ceticismo quando da adoção de novas tecnologias não são totalmente injustificados. Os novos equipamentos e formas de operação carecem de comprovação de sua durabilidade e efetividade (ABREU, Y. V., OLIVEIRA, M. A. G., GUERRA, 2010), enquanto que tecnologias bem estabelecidas já passaram por um longo processo de aprendizado, o que lhes garante maiores economias de escala e uma cadeia de produção e recursos humanos para operação e manutenção. Muitas pesquisas (ABREU, Y. V., OLIVEIRA, M. A. G., GUERRA, 2010; BASAK *et al.*, 2012; SOSHINSKAYA *et al.*, 2014) comentam sobre as dificuldades e barreiras de implantação de novas tecnologias. Além disso, as barreiras para a adoção de minirredes não estão restritas à área técnica. Barreiras econômicas e regulatórias ainda precisam ser superadas, pois elas influenciam muitos atores de diferentes áreas do mercado de energia elétrica. A regulamentação para a conexão de recursos distribuídos ainda está passando por uma fase de aprendizado em muitos países, o que demanda testes em projetos piloto e adoção gradual para que desvantagens que não foram previstas possam ser abordadas sem comprometer a qualidade do serviço.

Muitos estudos foram feitos nos últimos anos no âmbito de minirredes, que abordam diferentes aspectos relevantes. Por exemplo IRFAN *et al.* (2017) apresentam um trabalho sobre as oportunidades e os desafios do conceito de minirredes. (PALIZBAN; KAUHANIEMI; GUERRERO, 2014a) e (PALIZBAN; KAUHANIEMI; GUERRERO, 2014b) consistem em um estudo de duas partes onde os autores abordam aspectos relevantes do gerenciamento ativo de minirredes. BASAK *et al.* (2012) apresentam um trabalho sobre a proteção e estabilidade devido ao aumento do nível de penetração de geração distribuída.

VASILJEVSKA *et al.* (2013) e VASILJEVSKA *et al* (2012) apresentam estratégias de controle e o conceito de multi-minirrede. GUZZI *et al* (2017) apresentam um trabalho relacionado ao planejamento energético e o conceito de multi-minirrede utilizando mecanismos de redes inteligentes. SOSHINSKAYA *et al.* (2014), LIDULA & RAJAPAKSE (2011) e USTUN *et al.* (2011) apresentam exemplos de minirredes instaladas pelo mundo. Apesar dos estudos, novas tecnologias ainda enfrentam problemas não antecipados, até mesmo pela própria falta de experiência dos agentes envolvidos. A transposição destes problemas contribuirá para o amadurecimento das novas tecnologias e o consequente aumento de sua confiabilidade.

No Brasil, a utilização de minirredes constitui um tema promissor para pesquisas, de maneira que esta forma de distribuição de energia possa se configurar como uma solução importante, seja para a universalização do acesso à eletricidade ou para operação interligada à rede convencional.

Este trabalho tem como objetivo estudar a operação de minirredes de distribuição de energia com a utilização de fontes renováveis de energia em operação isolada e conectada à rede principal. Espera-se contribuir para o aprofundamento deste tema e para o preenchimento de lacunas de conhecimento a respeito das características operacionais dessa alternativa para geração e distribuição de energia elétrica e, com isto, aproveitar melhor os potenciais benefícios que esta concepção tem a oferecer para os sistemas elétricos de potência.

Problema

Devido a todas as incertezas na operação de minirredes, seja em sistemas isolados ou conectados, o mercado para minirredes não pode ser criado do dia para a noite. No caso de sistemas conectados à rede elétrica, a forma atual de operar os sistemas elétricos não pode ser totalmente transposta para a topologia de minirredes, e adaptações precisam ser feitas para que os potenciais benefícios possam ser aproveitados. Grande parte do sistema de distribuição não foi originalmente projetada para receber fluxo de potência em ambas as direções e a transição de uma rede unidirecional para uma rede bidirecional ainda está sendo realizada. As tecnologias de geração relativamente novas, apesar dos benefícios que podem trazer, apresentam desafios para a operação do sistema de distribuição e, sem a utilização de medidas adequadas, a alta penetração de sistemas deste tipo pode trazer efeitos indesejados, como, sobretensões, sobrecargas e aumento da distorção harmônica de tensão em componentes como transformadores de distribuição.

Hipótese

O modelamento adequado da minirrede e dos componentes a ela ligados, levando em consideração não somente aspectos estáticos do sistema, mas também seus aspectos dinâmicos, juntamente com a otimização das estratégias de operação e controle, traz benefícios ao sistema elétrico, pois pode reduzir as perdas no fornecimento de energia, amortecer a curva de demanda em horários de pico, reduzir custos do sistema em operação e maximizar o uso dos recursos renováveis, aumentando a confiabilidade e a qualidade do serviço.

Objetivo

O objetivo principal deste trabalho é propor uma arquitetura de controle que possa ser utilizada principalmente em pesquisas voltadas para a operação de minirredes tanto em modo isolado como em modo conectado. O controle proposto possui flexibilidade para a implementação de várias estratégias de operação, sem a necessidade de readequação da arquitetura. Adicionalmente, alguns objetivos secundários foram estabelecidos:

- Avaliação de pontos de risco em minirredes para operação isolada;
- Avaliação da robustez de minirredes isoladas perante incertezas no dimensionamento;
- Modelamento de um ambiente para simulação da arquitetura de controle proposta;
- Implementação de uma plataforma para testes de redes de distribuição inteligentes no Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos da Universidade de São Paulo.

Materiais e métodos

Neste trabalho foi realizado o modelamento de uma arquitetura de controle para operação de minirredes tanto em modo isolado quanto em modo conectado, que permite a implementação de funções de maneira modular, sem a necessidade de reconfiguração da arquitetura para a implementação de novas funções. A arquitetura de controle foi feita em ambiente LabVIEW de forma que possa também ser programada em um módulo de entradas e saídas reconfiguráveis (CompactRIO) que é utilizado para o controle de uma plataforma para

testes experimentais implementada no Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos da Universidade de São Paulo, a qual permite a avaliação, em componentes reais, da operação de redes inteligentes. Adicionalmente, para minirredes em operação isolada, realizou-se um estudo sobre a robustez deste tipo de sistema. Este estudo foi baseado em observações de campo e simulações computacionais, para averiguar aspectos relacionados aos riscos de operação de minirredes isoladas.

Estrutura do trabalho

O trabalho foi dividido em cinco capítulos, além da Introdução e da Conclusão. Cada capítulo aborda aspectos relevantes à operação de minirredes em operação isolada ou em operação conectada.

- No Capítulo 1 são comentados aspectos relacionados a minirredes alimentadas por sistemas híbridos voltados para eletrificação rural. Questões são levantadas quanto a pontos que oferecem riscos à operação de minirredes isoladas e recomendações são feitas para abordar estes riscos na operação de sistemas híbridos para eletrificação de comunidades isoladas.
- No Capítulo 2 são apresentadas simulações e recomendações quanto ao dimensionamento de minirredes isoladas. A robustez de minirredes isoladas é avaliada por uma análise de sensibilidade sobre o desempenho de minirredes em cenários de variação de demanda, variação do recurso primário, e variação dos custos do combustível e do sistema de armazenamento. Recomendações são dadas para melhorar a robustez de minirredes.
- No Capítulo 3 são apresentados aspectos relacionados à operação conectada de minirredes. São comentadas algumas tendências emergentes em um cenário de redes inteligentes e também aspectos onde a adoção de redes inteligentes pode mudar a forma de organização do serviço de fornecimento de eletricidade.
- O Capítulo 4 apresenta uma proposta para a arquitetura de controle de minirredes em operação conectada. É apresentado o modelamento de agentes e do ambiente onde os agentes devem interagir. Simulações exemplificam a reação dos controles implementados às perturbações do ambiente onde se inserem as minirredes, e exemplos de utilização do algoritmo de controle são apresentados.

- O Capítulo 5 apresenta a rede inteligente montada no Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos da Universidade de São Paulo. A rede foi montada para ser uma plataforma de interação de agentes controláveis, onde inversores com funcionalidades para redes inteligentes possam ser integrados.
- A Conclusão apresenta as considerações gerais dos capítulos, os comentários finais sobre os resultados alcançados e sugere caminhos a serem tomados para a continuidade da pesquisa.

1 MINIRREDES EM SISTEMAS DE ELETRIFICAÇÃO RURAL

Levar energia elétrica para muitas comunidades está longe de ser uma tarefa simples. A forma usual de fornecimento desse tipo de serviço a novos usuários (interligação com a rede elétrica existente) muitas vezes não é aplicável para comunidades distantes e isoladas, por diversos fatores de natureza econômica, logística, ambiental, geográfica e política. Além disso, comunidades isoladas frequentemente possuem baixa densidade de carga, não justificando, dessa forma, a interligação com o sistema elétrico convencional, já que os custos associados com a construção e a manutenção de redes de transmissão e todos os equipamentos necessários ao condicionamento de potência para extensão do sistema interligado são diretamente influenciados pela distância e, muitas vezes, proibitivos.

Nestes casos, a utilização de combustíveis fósseis, como o óleo diesel, é uma opção comumente utilizada no país, principalmente nas regiões Norte e Centro-Oeste. Entretanto, além desta opção ser ambientalmente inadequada, também apresenta problemas associados à logística de transporte de combustível e ao seu preço, fazendo com que o custo de operação do sistema seja muito alto, apesar do relativo baixo investimento inicial quando comparado com alternativas renováveis de geração *in loco*, como por exemplo a geração fotovoltaica.

Neste contexto, a produção *in loco* parece ser a abordagem mais promissora, pois não enfrenta os problemas ambientais e de logística dos geradores a diesel e da extensão da rede, apesar de necessitar de altos investimentos iniciais. Estes tipos de sistemas constituem a abordagem a ser estudada neste trabalho, mais especificamente a utilização de sistemas híbridos em minirredes utilizando as fontes solar (fotovoltaico), diesel e baterias para produção, armazenamento e distribuição de energia elétrica em comunidades isoladas. Contudo, ressalta-se que a solução para projetos de eletrificação rural não deve ser vista como *technology-driven*, devendo a escolha do sistema de geração adequar-se ao caso e não o contrário.

1.1 Sistemas híbridos e eletrificação rural

As pesquisas com sistemas híbridos para utilização em eletrificação rural remontam à década de 1970, principalmente quando as fontes renováveis ganharam um primeiro impulso devido à crise do petróleo, em 1973. Sistemas híbridos de geração de energia com fontes renováveis tornaram-se populares para o suprimento de comunidades isoladas. Estes sistemas

possuem a vantagem de combinar os pontos fortes de mais de uma forma de geração e, com isso, em geral obter níveis maiores de confiabilidade e de eficiência global, por unidade de custo, no despacho de energia, que aqueles obtidos por sistemas que possuem apenas uma fonte de geração (BAJPAI; DASH, 2012). Uma das vantagens comumente associadas a sistemas híbridos com minirredes é que a potência de geração instalada do sistema pode ser menor do que a soma das potências de sistemas intermitentes individuais, devido à não-simultaneidade de utilização das cargas na minirrede.

Além disso, os equipamentos utilizados para condicionamento de potência tendem a ser mais robustos e eficientes que aqueles utilizados em sistemas individuais. A opção por uma alternativa em relação à outra, contudo, depende das especificidades de cada caso. Estas duas soluções não devem ser vistas como excludentes ou concorrentes, mas sim como complementares (JANNUZZI, GILBERTO DE MARTINO, VARELLA, FABIANA K. O. M., GOMES, 2009). A Figura 1.1 apresenta as formas de atendimento regulamentadas pela ANEEL em sua resolução normativa número 493 de 2012 (ANEEL, 2012a), e dá ênfase à dispersão da comunidade, um aspecto que geralmente influencia a escolha entre Sistemas Individuais de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente (SIGFI) ou Microsistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica (MIGDI).

Figura 1.1 – Opções de atendimento regulamentadas pela Resolução Normativa 493.

SOARES *et al.* (2010) apresentam um trabalho que aborda justamente o aspecto econômico das opções (minirredes ou sistemas individuais). Em seu trabalho, os autores concluem que para uma aglomeração de mais de sete residências, as minirredes começam a ser mais custo-efetivas. CHAUREY & KANDPAL (2010) também apresentam uma

comparação entre as opções de sistemas domiciliares isolados e minirredes, enumerando vários fatores que influenciam na escolha entre uma ou outra. O trabalho também mostra que comunidades não muito dispersas podem ter sistemas mais robustos com a utilização de minirredes.

Minirredes para operação isolada encontram-se amadurecidas tecnicamente; entretanto, ainda há desafios a serem enfrentados em termos de implantação de projeto. Dentre esses desafios podem-se citar:

- Os custos de manufatura das tecnologias que utilizam fontes renováveis distribuídas ainda precisam de redução significativa, pois os altos investimentos, principalmente no início do projeto, levam a longos períodos de retorno;
- A relativa curta vida útil dos dispositivos de armazenamento, quando comparada às dos outros equipamentos do sistema de geração, representa uma barreira, pois o custo dos acumuladores representa uma parcela significativa do valor total do sistema ao longo do seu ciclo de vida, além da logística envolvida na reposição e descarte dos acumuladores;
- Sistemas isolados são menos adaptáveis às variações de carga. Grandes variações de carga podem levar o sistema ao colapso;
- O descarte de acumuladores deve ser cuidadosamente gerenciado e manejado, para que não representem riscos ao meio ambiente;
- Falta de disponibilidade imediata de muitos dos componentes no mercado nacional.

1.2 Questões no suprimento de áreas isoladas

Comunidades possuem diferentes características, o que torna difícil generalizar e preparar um projeto padrão que vá atender adequadamente a todos. É necessário observar as peculiaridades de cada comunidade e entender como a energia irá satisfazê-las. Contudo, algum nível de padronização deve existir para simplificar a implementação e a institucionalização dos procedimentos pelos provedores do serviço. Assim, encontrar o ponto ótimo entre simplicidade e qualidade de fornecimento é um dos grandes desafios da eletrificação rural.

Projetos de eletrificação rural lidam com riscos, devido às situações únicas que abordam. Por isso, o ponto de vista do menor custo não pode ser o único aspecto quando da tomada de decisão. Fazer isso supõe cenários idealizados que muitas vezes não ocorrem, e possibilita pouca flexibilidade para fornecer o serviço em face de dificuldades.

O projeto inteiro de minirrede deve ser visto como uma rede de projetos relacionados (alguns em série e outros em paralelo), com responsabilidades claramente assinaladas para os diversos agentes participantes. Entender como os processos estão conectados é de vital importância antes da implementação. Assim, financiamento, pessoal, peças para manutenção, e mesmo modularidade para eventuais expansões devem ser contabilizados para o projeto inteiro desde o início. Por exemplo, três minirredes isoladas são abordadas em (CARLOS; BLASQUES, 2011) e a principal dificuldade reportada foi a manutenção do sistema, principalmente após o término do período de financiamento por agências de desenvolvimento, o que demonstra problemas no gerenciamento do projeto.

Colocar o sistema em operação é um passo, porém mantê-lo operando é igualmente importante e relativamente mais difícil. Falta de sustentabilidade pode resultar em sistemas com a falsa aparência de sucesso. Em nível do sistema, sustentabilidade seria garantir a continuidade da operação a todo o momento durante o período do projeto. É irreal pensar que o sistema não enfrentará problemas durante todo o seu ciclo de vida. Muitos aspectos influenciam na escolha, no dimensionamento e na implementação do sistema de geração, e os riscos devem ser contabilizados em cada uma dessas fases.

1.2.1 Demanda a ser suprida

A incerteza quanto à demanda a ser atendida é um fator de risco em sistemas de eletrificação rural. A previsão precária da curva de demanda leva a um projeto não adequado com relação ao porte do gerador a ser instalado, levando este último a uma rápida defasagem. A determinação da demanda pode ser feita a partir de formulários e entrevistas com os moradores das comunidades a serem eletrificadas. Esses formulários devem englobar diversos fatores que ajudem a determinar a curva de carga da comunidade. Entre as informações coletadas podem-se citar como exemplos:

- Os gastos que estes moradores têm com energia de fontes tradicionais;
- O poder aquisitivo;
- Quais os equipamentos e eletrodomésticos mais desejados;

- O número de equipamentos de determinado uso final;
- Horários e tempo mais provável de utilização.

De posse dessas informações pode-se tentar estimar a probabilidade de que estes moradores de fato adquiram esses equipamentos e como eles os utilizarão. Também podem ser feitas comparações com outros projetos de eletrificação rural semelhantes, desde que se façam algumas considerações em relação às especificidades de diferentes comunidades, como o clima e as variações sazonais, por exemplo, que podem afetar a demanda de algumas maneiras como, mais ventilação em regiões de climas quentes, ou mais necessidade de iluminação em regiões temperadas durante o inverno.

Existe grande variedade das necessidades energéticas entre consumidores rurais, até mesmo dentro da mesma comunidade, resultando em sistemas sobredimensionados para alguns e subdimensionados para outros. É observado em campo que a maioria dos consumidores possui baixo consumo, enquanto que uma pequena parcela possui alto consumo, comparável com o consumo encontrado em centros urbanos. Esse perfil também é apresentado em (MORANTE; ZILLES, 2008), onde foi constatado que uma comunidade em particular possui uma tendência de consumo similar a uma distribuição Gama.

É possível encontrar na literatura uma vasta gama de necessidades e níveis de consumo. Por exemplo, MORANTE & ZILLES (2008) mostram que apenas 10 kWh por mês seriam suficientes para suprir a maioria dos consumidores em certas comunidades, e VALE *et al.* (2012) comentam que 60 % dos sistemas isolados em três comunidades da Amazônia consomem menos que 7 kWh por mês. Em uma dessas comunidades, metade da população consome em média menos de 2 kWh por mês. Contudo, 13 kWh por mês (referentes a um sistema tipo SIGFI 13) seriam insuficientes para outros consumidores, com a utilização de equipamentos para refrigeração e atividades produtivas (ANDRADE, 2011; RAMOS, MARCIA, VIEIRA, LEONARDO, GALDINO, MARCO ANTÔNIO, OLIVEIRI, 2015). Segundo VALER *et al.* (2014), uma disponibilidade mensal maior que 30 kWh é necessária para equipamentos de refrigeração, considerando as condições climáticas de lugares como a Amazônia.

A Tabela 1.1 apresenta a disponibilidade mensal de energia e a autonomia do sistema para sistemas instalados por concessionárias segundo a RN 493/2012 (ANEEL, 2012a). Apesar da disponibilidade mínima de energia definida no Brasil (13 kWh/mês) ser superior à estabelecida por outros programas de eletrificação rural no mundo (BAURZHAN; JENKINS, 2016; CABRAAL, ANIL, DAVIES, MAC COSGROVE, SCHAEFFER, 1996; CARRASCO;

NARVARTE; LORENZO, 2013; PALIT, 2013), se um projeto pretende receber recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE¹), precisa fornecer um mínimo de 45 kWh por Unidade Consumidora (UC) por mês. Este montante baseia-se no pressuposto de que seria o mínimo necessário para o provedor de serviços atender pelo menos às demandas de iluminação, comunicação e refrigeração.

Tabela 1.1 – Disponibilidade mensal.

Disponibilidade mensal garantida (kWh/mês/UC)	Consumo de referência (Wh/dia/UC)	Autonomia mínima (horas)	Potência mínima (W/UC)
13	435	48	250
20	670	48	250
30	1.000	48	500
45	1.500	48	700
60	2.000	48	1.000
80	2.650	48	1.250

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica, (ANEEL, 2012a).

Uma vez que gerar energia com sistemas fotovoltaicos com baterias é caro e, em geral, os consumidores em comunidades isoladas têm pouca capacidade de pagamento pelo serviço, os sistemas são, em muitas ocasiões, dimensionados para atender a uma demanda específica, com pouca flexibilidade para aumento de carga. Esta prática, no entanto, representa um alto risco. Os aumentos de carga podem ser bastante significativos e difíceis de avaliar, mesmo quando os levantamentos para estimar o consumo são conduzidos antes da implementação real do sistema. Além disso, na eletrificação rural há influência mútua entre demanda e oferta. Quando a eletrificação chega, as comunidades podem experimentar uma fase transitória em que seus requisitos de energia podem mudar consideravelmente devido à compra de novos aparelhos, a transição de usos finais que utilizam fontes tradicionais para aqueles que utilizam energia elétrica, e até o deslocamento de novos moradores para a comunidade. A população relativamente pequena também apresenta desafios, produzindo grandes variações na carga diária. No caso de SIGFI, por exemplo, a aquisição de um único aparelho pode tornar o sistema de geração inadequado, ou seja, subdimensionado para a nova demanda.

¹ A Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) é um encargo setorial que possui entre seus objetivos diversos objetivos promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território brasileiro.

Em tal contexto de incerteza, ser capaz de responder rapidamente às mudanças na demanda é tão importante quanto estimar a demanda real, e a modularidade do sistema desempenha um papel importante para permitir uma menor despesa em face de adequações a situações não consideradas. A tecnologia fotovoltaica possui soluções modulares disponíveis no mercado. Essas soluções permitem a adição de capacidade de geração sem ter que mudar todo o sistema no caso de minirredes. No caso de sistemas domiciliares, a limitação na modularidade é a capacidade do inversor. Normalmente, os inversores autônomos para sistemas pequenos não podem ser conectados em paralelo. Uma solução poderia ser sobredimensionar o inversor e adicionar módulos fotovoltaicos e baterias de acordo com as necessidades da demanda.

Além de aumentar a capacidade de geração, outras abordagens podem ser usadas para maximizar os recursos disponíveis, como casar a geração com a carga, usar aparelhos eficientes, ou reduzir as perdas de conversão. No entanto, essas abordagens devem ser cuidadosamente avaliadas, de modo a não representarem mais um problema do que uma solução. Manter o projeto tão simples quanto possível para reduzir o risco é uma boa prática. No caso da mudança de carga, certas atividades, como bombeamento de água ou produção de gelo, podem ser deslocadas para coincidir com os períodos de abundância do recurso primário. No entanto, existe um limite para a capacidade de casamento entre geração e carga. Normalmente, as melhores opções de deslocamento de carga são aquelas que não influenciam as atividades diárias das famílias.

O uso de aparelhos mais eficientes, e até mesmo aparelhos alimentados em corrente contínua, para evitar perdas de conversão, dependem da sua disponibilidade no mercado. Atualmente no Brasil tal prática representaria mais um risco do que uma solução, devido à pequena oferta deste tipo de equipamento. Os sistemas devem ser dimensionados para atender aos aparelhos mais prováveis de estarem disponíveis no mercado. Existe um alto risco de que os consumidores substituam a tecnologia eficiente, quando estas falham ou se desgastam, por tecnologia convencional (WIEMANN, MARCUS, ROLLAND SIMON, GLANIA, 2011). Por exemplo, PONTE *et al.* (2015) descobriram que é possível usar um SIGFI 30 com um refrigerador de alta eficiência importado. No entanto, os autores recomendam o uso de um SIGFI 45 com refrigeradores disponíveis no mercado nacional, mesmo que estes sejam menos eficientes, devido à maior facilidade de manutenção e disponibilidade de mercado nacional. O uso de aparelhos em corrente contínua também oferece risco, pois o usuário final deve ser informado de que as tecnologias convencionais mais prováveis de serem encontradas no

mercado não funcionam com fontes de energia em corrente contínua. Muitos trabalhos mostram que aparelhos em corrente contínua não estão disponíveis na maioria das regiões rurais do Brasil (VALE, SILVIO BISPO, BLASQUES, LUIS CARLOS MACEDO, CARVALHO, CLÁUDIO MONTEIRO, BORGES, LUIS DE PAULA, MAIA, 2012; VALER, L. ROBERTO, RIBEIRO, TINA BIMESTRE SELLES, MOCELIN, ANDRÉ, ZILLES, 2014).

1.2.2 Problemas de instalação, operação e manutenção

O Brasil não deve ser visto como um país homogêneo. Diferenças regionais afetam a disponibilidade de profissionais e equipamentos, os quais geralmente precisam ser contratados/comprados na região Sudeste do Brasil, o que incorre em custos extras de transporte e hospedagem. A capacidade de implementação e manutenção de um projeto em diferentes lugares não é a mesma, pois há diferenças na disponibilidade de técnicos e equipamentos, o que cria diferentes condições de contorno, podendo significar diferentes resultados para projetos similares.

De fato, SOARES *et al.* (2010) reportam que para projetos no estado do Acre os custos associados com manutenção em sistemas isolados eram em torno de três vezes maiores do que os valores estimados. De acordo com o referido trabalho, os custos adicionais, eram atribuídos a fatores como alto número de visitas técnicas, problemas organizacionais, e treinamento insuficiente do pessoal local. Isto cria uma lacuna entre os custos estimados e os custos reais de operação de sistemas isolados, e torna os sistemas não sustentáveis para a vida útil estimada. As próximas subseções abordam o acesso à localidade, capacitação e padrões de instalação.

1.2.2.1 Logística de acesso à localidade

Muitas comunidades estão localizadas a centenas de quilômetros de distância dos centros urbanos. Em muitas ocasiões, essas comunidades são difíceis de acessar, tornando a opção de extensão da rede menos adequada e, em alguns casos, inviável. Nos projetos de eletrificação rural, a logística de acesso precisa ser avaliada de forma minuciosa, pois influencia diretamente nos custos de instalação, manutenção, operação e monitoramento dos sistemas. Assim, um mesmo tipo de sistema em comunidades com distâncias diferentes dos centros urbanos de referência poderá apresentar custos de geração de energia completamente diferentes. Além disso, o tempo de resposta para resolver problemas também é aumentado.

Alcançar locais isolados geralmente envolve o transporte multimodal e requer uma grande quantidade de tempo (às vezes semanas), o que implica uma maior despesa com pessoal e recursos por UC eletrificada. Desta forma, o número de visitas de manutenção preventiva anual possui potencial de otimização e, em consequência, diminuição de custos.

A logística de acesso ao local pode ser vista como um problema envolvendo o deslocamento de pessoal e equipamentos em um ambiente físico às vezes hostil para os costumes de pessoal de origem urbana, durante um período e um determinado momento. Levar em conta o período é necessário, uma vez que algumas rotas de acesso podem não estar disponíveis durante o ano inteiro. O transporte de pessoal e equipamentos frequentemente requer o deslocamento de embarcações e outros veículos, armazenagem e hospedagem, que podem variar significativamente caso a caso.

A falta de infraestrutura e particularidades de uma região, especialmente na Região Amazônica, impõem dificuldades e riscos adicionais. Esses locais não são, em grande parte, atendidos por estradas e, mesmo quando estas existem, às vezes não podem ser utilizadas. O transporte geralmente precisa ser improvisado, devido à falta de infraestrutura para os veículos de uso mais comum. Em algumas partes do trajeto, o peso e o volume do equipamento, bem como o peso e o volume dos veículos, devem ser considerados. Em muitas ocasiões, é necessário contar até mesmo com o apoio de pessoas do local para transportar o equipamento.

Assim, o custo da energia gerada e a disponibilidade do serviço, são mais sensíveis a fatores como manutenção e transporte de combustível, além da compra dos componentes do próprio sistema de geração. Nesses casos, é mais importante que o sistema seja robusto, para evitar falhas tanto quanto possível, uma vez que a alocação de recursos tende a aumentar com o isolamento, e economia significativa pode ser conseguida reduzindo a taxa de falhas.

Nos sistemas fotovoltaicos, os componentes que oferecem maior risco durante o transporte são as baterias. Embora sejam modulares, geralmente são pesadas, frágeis, e não podem ser armazenadas sem uso por longos períodos (meses), exigindo uma coordenação adequada desde a fase de compra até a fase de operação. Outros componentes, como os módulos fotovoltaicos, equipamentos de condicionamento de potência, postes de distribuição e transformadores não se depreciam tão rapidamente quanto as baterias, mas ainda enfrentam problemas durante o transporte. No caso de minirredes que usam geradores a diesel, o preço e o transporte de diesel também representam um risco para o bom funcionamento.

1.2.2.2 Capacitação

Os projetos têm uma cadeia de necessidades que devem ser atendidas. Cada estágio precisa de profissionais com treinamento e recursos específicos pessoal suficiente para realizar as atividades necessárias e capacidade de supervisão para verificar se as atividades são conduzidas adequadamente. A obtenção de conhecimento e gerenciamento desse conhecimento para fornecer serviços úteis deve abranger todos os estágios e todos os agentes envolvidos, a fim de alcançar a eficiência no gerenciamento de recursos. É um contrassenso gastar grandes quantias de dinheiro em um projeto, sem pessoal qualificado para executar as tarefas, possuir técnicos qualificados que não possuem recursos para realizar suas atividades, ou mesmo uma equipe qualificada que pode atender apenas a uma pequena parcela da demanda. Projetos realizados dessa forma geralmente incorrem em recursos gastos de forma ineficiente e tendem ao fracasso.

Quando se trata de minirredes com geração fotovoltaica, as equipes técnicas dos serviços públicos geralmente não estão familiarizadas com as especificidades destes tipos de sistema. Esta situação cria uma tendência em relação ao tipo de sistema a ser usado, aumentando o risco de usar tecnologias que, de outra forma, seriam inadequadas. A falta de mão-de-obra qualificada para trabalhar no setor é um dos obstáculos para a implantação de sistemas fotovoltaicos no Brasil. Isso não se restringe à operação de sistemas isolados, Pois mesmo os sistemas conectados à rede ainda enfrentam alguns problemas. No entanto, em sistemas isolados esse problema é agravado por fatores como o aumento do número de componentes envolvidos, dificuldades decorrentes do uso de equipamentos de diferentes fabricantes, e à dificuldade em manter pessoal especializado em áreas remotas.

A falta de profissionais em áreas remotas cria uma barreira para o sistema, especialmente durante a fase de operação. Trabalhos relatam o uso de pessoas da própria comunidade para realizar tarefas e ajudar na montagem e manutenção do sistema de geração (RAHMAN *et al.*, 2013). Embora seja desejável que pessoas da comunidade que recebe este tipo de sistema realizem algumas tarefas simples, o uso de pessoal não treinado pode ser uma abordagem perigosa, tanto para o indivíduo quanto para o próprio sistema. O indivíduo responsável deve ter um treinamento adequado, mesmo para tarefas simples. Também deve se ter em mente que alguns componentes, especialmente as baterias, precisam ser manejados com cuidado por técnicos treinados.

Como exemplo, a Figura 1.2 mostra um terminal queimado em um módulo fotovoltaico observado em campo em uma minirrede isolada. O cabo do módulo fotovoltaico não estava adequadamente apertado, o que criou um ponto quente, queimando o contato.

Figura 1.2 – Conector queimado devido à má conexão (fonte: autoria própria).

A capacitação não é restrita aos técnicos contratados para instalar e manter o sistema. A interface com o usuário final precisa ser devidamente abordada em todos os canais disponíveis entre o usuário final e os provedores do serviço. Além disso, os sistemas têm uma maior chance de sucesso se suas capacidades forem entendidas pelo usuário final. Embora a interação do usuário final com o sistema de geração deva ser reduzida ao mínimo, as diretrizes sobre como usar o sistema corretamente (por exemplo, não o utilizar além de suas limitações) são de extrema importância. A ausência de interação entre o provedor de serviços e os usuários finais pode causar percepções negativas do sistema (KARAKAYA; SRIWANNAWIT, 2015), resultando em barreiras à sustentabilidade.

1.2.2.3 Instalação e padrões de qualidade

Para tornar o projeto mais robusto, é necessária a adoção e até a criação de padrões técnicos. Os padrões técnicos são baseados na experiência de uma comunidade de profissionais e são pensados para lidar com as situações mais comuns da maneira mais adequada (ou pelo menos da maneira mais consensual). Os padrões consolidam alguns dos conhecimentos necessários para conceber um projeto que, de outra forma, seria da responsabilidade de um indivíduo ou de uma equipe pequena, podendo mesmo tornar a

implementação menos dependente da experiência de um profissional específico, com menos perturbações no projeto advindo de substituição de pessoal. A falta de padrões, no entanto, cria maior desvio em torno do que esperar da configuração de um sistema e torna-o mais difícil de ser avaliado.

Quando se trata de minirredes com sistemas fotovoltaicos para eletrificação rural, não existe um conjunto de padrões exclusivamente elaborados para esse fim no Brasil, e cada concessionária possui suas próprias diretrizes para instalação e comissionamento. No entanto, algumas normas nacionais podem ser aplicadas total ou parcialmente a projetos de eletrificação rural, como a NBR 15389, que trata de baterias de chumbo-ácido e a NBR 16274, que, apesar de ter sido concebida para sistemas conectados à rede, pode ser parcialmente utilizada para o comissionamento de projetos fotovoltaicos em minirredes. Onde não existem padrões nacionais, os padrões internacionais podem servir como diretrizes, como o IEEE *std* 1526, a série IEC 62257 e a IEC 62124.

Além da instalação elétrica da minirrede, as instalações elétricas das unidades consumidoras também devem ser consideradas pelas concessionárias. Em campo, não é incomum encontrar instalações precárias, que oferecem riscos aos usuários e ao próprio sistema. Em muitas comunidades, observou-se que as instalações elétricas das unidades consumidoras não possuíam interruptores, disjuntores ou dispositivos de proteção, o que representa um risco. A Figura 1.3 mostra instalações elétricas encontradas em campo, onde é possível observar as condições precárias. Uma prática comum em particular, encontrada em muitas unidades consumidoras, é o uso de sacos de plástico como material de isolamento elétrico (substituindo a fita isolante), conexões mal feitas e sobrecarga, conforme mostrado na Figura 1.3.

Figura 1.3 – Situações comuns encontradas em residências alimentadas por sistemas isolados (fonte: arquivo fotográfico do Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos).

As concessionárias que pretendem usar fundos do CDE devem fornecer instalações elétricas para as unidades consumidoras. Essas instalações elétricas precisam ter um mínimo de três pontos de luz e duas tomadas. No entanto, é preciso notar que um número menor de pontos de luz e/ou tomadas não impedirá o usuário final de usar aparelhos e incentivará os usuários a modificarem suas instalações elétricas. A falta de pontos de tomada também encoraja o uso de multiplicadores e extensões, como apresentado na Figura 1.3, que podem colocar muito estresse em uma única parte do circuito elétrico.

A norma brasileira para instalações elétricas de baixa tensão, NBR5410, recomenda pelo menos um ponto de luz e uma tomada por ambiente, cuja área seja menor que 6 m² (ABNT, 2004). Em ambientes com área maior, deve haver uma tomada por 5 m ou fração do perímetro. Fornecer uma boa instalação dentro da unidade consumidora pode ser visto como um investimento no próprio sistema. Desta forma, a concessionária pode reduzir os riscos devido a instalações mal executadas e/ou modificações.

1.3 Pós-instalação

Para manter o funcionamento do sistema, a fase de pós-instalação deve ser cuidadosamente considerada. As estratégias adotadas pelo provedor do serviço afetarão os custos de operação e manutenção do sistema. A adequação das estratégias empregadas pode variar muito, dependendo das peculiaridades do sistema e do local de instalação. As próximas subseções discutem o monitoramento e a cobrança de sistemas isolados.

1.3.1 Monitoração

A monitoração possibilita melhorar aspectos como manutenção preventiva, planejamento e tempo de resposta para a manutenção no caso de uma falha no sistema, o que poderia economizar recursos no longo prazo. Através do monitoramento, a concessionária pode avaliar se os sistemas ainda funcionam da forma como foram concebidos e adquirir conhecimento sobre este funcionamento, que poderia ser utilizado para a formação de recursos humanos, enquanto que a falta de monitoramento pode resultar em falha prematura de um sistema por operação “sub-ótima” ou deterioração anormal. O monitoramento também pode ser uma maneira de medir se os objetivos estão sendo atendidos ou se eles foram selecionados corretamente (alcançar o objetivo não significa resolver problemas).

No Brasil, a única obrigação dos serviços públicos em relação ao monitoramento do sistema é a coleta de dados que eventualmente seriam transformados no indicador Duração de

Interrupção Individual por Unidade Consumidora (DIC), para avaliar a concessionária em relação ao serviço que fornece (ANEEL, 2012a). No entanto, esse índice é difícil de ser avaliado realisticamente. A interrupção só começa a ser contabilizada quando o usuário a informa à concessionária, mas a interface entre os consumidores e as concessionárias é, em muitas ocasiões, precária e difícil de utilizar.

O monitoramento de locais isolados é difícil, devido à falta de infraestrutura no local e, dependendo da forma como é feito, também pode ser caro. O monitoramento normalmente não é realizado continuamente, devido à falta de meio para transmitir dados ou o custo proibitivo de uma possível solução. Nesses casos, a coleta de dados deve ser feita durante a manutenção preventiva programada ou durante a cobrança. Em sistemas maiores, como minirredes, constitui-se como uma boa prática coletar vários parâmetros do sistema, que geralmente são fornecidos pelos inversores bidirecionais.

Os objetivos do monitoramento devem ser avaliados para transformar os dados em informações úteis. São necessários algoritmos para processar rapidamente os dados e avaliar a situação do sistema de acordo com algum objetivo; caso contrário, a quantidade de dados pode ser grande para ser trabalhada, resultando em escasso benefício real do monitoramento. Uma boa prática é o uso de um algoritmo para executar a maioria das análises, mas também registrar os dados brutos, de modo que, no caso de situações incomuns, esses dados possam ser analisados mais a fundo por especialistas. Ao analisar os dados, muitos aspectos podem ser avaliados antes que recursos sejam gastos em viagens para os locais, o que pode resultar em uma viagem com melhores chances de resolver o problema. Esta característica teria um impacto direto na confiabilidade do sistema e nos custos de manutenção.

O monitoramento é especialmente importante imediatamente após a instalação do sistema, uma vez que as instalações possuem uma maior probabilidade de falha logo após a implantação, devido a problemas que podem ter passado despercebidos durante a fase de instalação. Após o estágio inicial, o sistema entra em operação mais estável, e a probabilidade de falha diminui, até aumentar novamente devido ao desgaste natural dos equipamentos.

1.3.2 Cobrança

NIEZ (2010) afirma que a cobrança adequada e a medição são essenciais para a sustentabilidade dos projetos de eletrificação rural. No entanto, a cobrança também representa um custo para os serviços públicos, e a imposição de pagamento nem sempre é viável

economicamente. Em situações em que a cobrança é muito difícil, a concessionária geralmente prefere não cobrar e deixar os sistemas sem supervisão.

A maioria das comunidades isoladas não pode pagar pelos custos reais do serviço de eletricidade. Como resultado, tarifas sociais estão disponíveis no Brasil para consumidores de baixa renda (GOVERNO FEDERAL, 2010). Essas tarifas permitem descontos de 65 % da conta de eletricidade para famílias cujo consumo é inferior a 30 kWh por mês, 40 % para famílias com consumo entre 30 kWh e 100 kWh por mês, e 10 % para famílias com consumo maior que 100 kWh e menor que 220 kWh. Um caso especial é o de comunidades indígenas e quilombolas, onde o desconto pode ser de até 100 %.

Devido à falta de capacidade de pagamento, projetos de eletrificação rural geralmente não são rentáveis para os provedores do serviço. Contudo, a cobrança no caso de sistemas isolados pode desempenhar um papel diferente. Pode atuar como um instrumento de controle para evitar uso excessivo ou ineficiente, protegendo assim o próprio sistema. O valor a ser pago deve ser ajustado em um ponto que não evite que o usuário final use a energia, mas, ao mesmo tempo, crie algumas responsabilidades em relação à sua utilização. A falta total de encargos leva ao desperdício de energia, o que é agravado nos casos de minirredes, em que a energia é compartilhada entre todos os consumidores da comunidade. Uma solução poderia ser permitir uma quantidade de energia gratuita e cobrar o excesso, não limitando aqueles que consomem mais (e geralmente podem pagar mais) e não penalizando aqueles que consomem pouco. A cobrança pode coincidir com a manutenção preventiva e monitoramento, para reduzir os gastos com recursos.

Outra forma de proteger o sistema de geração do uso excessivo de energia, é a limitação da quantidade de energia por UC. Em BARBOSA, (2006), por exemplo, é apresentado o uso de medidores pré-pagos para habilitar o consumo de uma certa quantidade de energia. Apesar da forma de cobrança apresentada no referido trabalho não ser regulamentada pela ANEEL, de acordo com a RN 493/2012 (ANEEL, 2012a), as concessionárias no Brasil podem usar dispositivos limitadores de energia para evitar que os usuários consumam acima de um limite estipulado. No entanto, observações de campo mostraram que a imposição de limites e a consequente negação do serviço, no caso de minirredes, têm consequências como conexões irregulares à rede de distribuição, o que pode resultar no colapso prematuro do sistema de geração, fazendo com que o sistema funcione constantemente sobrecarregado.

1.4 Discussão

Em um contexto em que há pouca ou nenhuma lucratividade para as concessionárias, são necessários regulamentos claros e viáveis para garantir a prestação de um serviço. Se as comunidades rurais pudessem pagar o serviço de eletricidade, a eletrificação rural seria uma questão de oferta-demanda (LAHIMER *et al.*, 2013), que provavelmente seria resolvida por si só. Na maioria dos casos, no entanto, os sistemas precisam ser instalados em um ambiente não habilitado a pagar pelo serviço, o que, por sua vez, cria um impasse entre a qualidade do serviço e o custo do sistema. Muitos problemas nos projetos de eletrificação rural podem ser encontrados através da observação em campo, especialmente aqueles relacionados à não-sustentabilidade.

Atualmente, os sistemas têm pouca flexibilidade para operar em condições adversas, que provavelmente ocorrerão durante a vida do projeto. FEDRIZZI *et al.* (2009) afirmam que é inútil refinar o dimensionamento dos sistemas em um cenário de incerteza. A otimização adequada precisa de suposições adequadas e realistas, o que na maioria das ocasiões não pode ser feito, devido à falta de estudos e dados para esse propósito. É importante não basear um projeto em cenários idealizados, que são susceptíveis de não ocorrer, pois isso é mais caro devido à manutenção excessiva e, às vezes, até resulta na substituição completa do sistema. Por exemplo, CARRASCO *et al.* (2013) relatam que a subestimação dos custos de manutenção é uma causa do fracasso de projetos em programas de eletrificação rural. Em tais situações, os sistemas precisam ser robustos e não necessariamente muito eficientes, como mencionado anteriormente. A legislação brasileira atual atribui muita importância à implementação dos sistemas e pouco foco à fase de operação. Os custos de operação, mesmo com sistemas fotovoltaicos, que exigem manutenção relativamente baixa, são comparáveis aos da instalação dos sistemas e, dependendo do nível de isolamento da comunidade a ser atendida, podem ser ainda maiores.

Também é importante delimitar adequadamente e definir os objetivos do projeto e os papéis das partes interessadas. Os objetivos das partes interessadas são diferentes, devido a diferentes interesses, e não devem ser confundidos. Fazer isso leva a uma má atribuição de responsabilidades e resultados parcialmente alcançados. Por exemplo, no Brasil, a visão das concessionárias em relação à eletrificação de comunidades isoladas geralmente é que eles estão fornecendo eletricidade para comunidades de acordo com as normas vigentes. As concessionárias não veem isso como desenvolvimento. Conforme apontado por VAN ELS *et al.* (2012), elas são concessionárias, não agências de desenvolvimento, e além do fato óbvio

de que isso não é rentável, as concessionárias também não possuem experiência para realizar uma tarefa tão multidisciplinar. Os objetivos de cada ator devem ser insumos para fases subsequentes de forma coordenada, o que acabará por levar a alcançar o objetivo do projeto.

Os regulamentos devem uma preocupação real com a viabilidade. Não devem ser estabelecidos cronogramas irreais, que não possam ser cumpridos pelas concessionárias. Isso resulta em sistemas que não possuem qualidade e sustentabilidade e são projetados principalmente para atender ao referido cronograma. Além disso, sem mecanismos para monitorar e garantir que os objetivos sejam cumpridos por cada uma das partes interessadas, toda a documentação relativa à qualidade do serviço e aos direitos dos consumidores não é melhor do que um manual de boas práticas. Uma vez que a eletrificação rural geralmente é difícil para algumas das partes interessadas, soluções baseadas em mercado são limitadas e a aplicação da lei é ainda mais necessária, pois é o mecanismo que protege o consumidor.

2 ROBUSTEZ DE MINIRREDES EM OPERAÇÃO ISOLADA

Os Sistemas de Energia Renovável (SER) que usam recursos locais podem ser uma solução para atender as necessidades de eletrificação com menores impactos ambientais, custos e menos manutenção, especialmente no caso de áreas remotas onde a rede não está disponível. Estes tipos de sistemas são particularmente interessantes para países como o Brasil, com muitas comunidades que provavelmente não serão atendidas pelo sistema interligado e para as quais a única opção é o uso de sistemas de geração isolados.

Os SER podem valer-se de uma grande quantidade de recursos primários disponíveis no local de instalação, o que representa uma vantagem em relação ao uso de geradores a diesel, por exemplo. No entanto, a disponibilidade destes recursos primários não é assegurada em um dado momento, devido, muitas vezes, à sua natureza de fluxo e não de estoque, o que pode influenciar diretamente a confiabilidade do sistema. Além disso, o projeto do sistema de geração enfrenta muitas incertezas não restritas ao lado da oferta. Em muitas ocasiões, a demanda e o consumo passam por uma fase de ajuste, pois comunidades isoladas têm uma quantidade considerável de demanda reprimida, especialmente nos estágios iniciais da eletrificação.

Isto requer a busca de soluções para atender a demanda, porém mantendo flexibilidade e modularidade para enfrentar o problema diante de incertezas e adversidades. Neste contexto, a modularidade desempenha um papel importante, pois permite uma resposta rápida às mudanças na demanda, que de outra forma representariam grandes modificações no sistema de geração pré-existente.

2.1 Dimensionamento de minirredes

O dimensionamento de MIGDI é amplamente abordado na literatura e ainda se constitui como um tema importante para pesquisa. Muitos trabalhos apresentam formas de abordar o dimensionamento de MIGDI, utilizando diversas técnicas (AZAZA; WALLIN, 2017; BORHANAZAD *et al.*, 2014; ISMAIL; MOGHAVVEMI; MAHLIA, 2014; JACOB; BANERJEE; GHOSH, 2018; KAABECHE; DIAF; IBTIOUEN, 2017; KALDELLIS; ZAFIRAKIS; KAVADIAS, 2012; LI; ROCHE; MIRAOU, 2017; RAJBONGSHI; BORGOHAIN; MAHAPATRA, 2017; SANAJAOBA SINGH; FERNANDEZ, 2018). Geralmente o sistema deve atender a um conjunto de critérios conflitantes e acoplados, como

atender a algumas restrições de qualidade de fornecimento, ao mesmo tempo em que otimiza algumas características do sistema de geração (minimiza custos, minimiza emissões, maximiza utilização do recurso renovável, entre outras), o que torna a solução otimizada um problema não trivial.

Por exemplo, a Figura 2.1 apresenta parte do espaço da solução como uma função da probabilidade de perda de carga (LLP – *Loss of Load Probability*) para um sistema fotovoltaico com armazenamento atendendo um certo consumo em um determinado local. O LLP expressa a proporção da energia não fornecida em relação à energia total necessária pela demanda durante um período de tempo e é frequentemente usada como medida da confiabilidade do sistema.

Figura 2.1 – LLP do sistema em função da configuração do par armazenamento-gerador.

Na Figura 2.1 pode-se ver que o mesmo valor para critérios de confiabilidade (neste caso o LLP) pode ser alcançado por diferentes configurações do par armazenamento-gerador, o que implica diferentes custos. A partir da figura, também pode inferir-se que o LLP não apresenta uma característica linear de diminuição, mas sim uma de saturação, com aumento

incremental da capacidade da fonte intermitente ou armazenamento. Assim, o aumento da potência nominal do gerador fotovoltaico torna-se irrelevante após um certo valor, para uma dada capacidade do banco de baterias. O mesmo comportamento ocorre ao aumentar a capacidade do banco de baterias, mantendo constante a potência nominal do gerador fotovoltaico.

Consequentemente, as capacidades de geração e armazenamento não estão desacopladas e precisam ser ajustadas adequadamente entre si e com a carga; caso contrário, o benefício de um investimento adicional na capacidade de um componente pode tender a zero. Isto é especialmente verdadeiro quando se considera a alta penetração de fontes não despacháveis, o que leva à questão de como ajustar adequadamente a tríade geração-armazenamento-carga em projetos de eletrificação rural e como prever a evolução das necessidades das comunidades ao longo do período do projeto.

A otimização no dimensionamento de MIGDI é importante para maximizar os benefícios dessa abordagem, evitando o desperdício de recursos. No entanto, a otimização, embora desejável, requer uma quantidade razoável de informações para fazer suposições adequadas para o caso em questão. Tais informações, em muitas ocasiões, não estão disponíveis em projetos de eletrificação rural e algumas delas, como a evolução da curva de demanda ao longo do tempo, são difíceis de estimar.

2.2 Simulações do custo da operação

MIGDI para operação isolada possuem muitas incertezas. De forma a ilustrar a operação do sistema perante incertezas, apresenta-se uma análise de sensibilidade para avaliar a variação do custo de operação do sistema e do consumo de combustível perante diferentes valores para o custo do combustível, custo do kWh da bateria, curva de carga, aumento de carga e variação do recurso primário do sistema fotovoltaico. A análise de sensibilidade consistiu em comparar percentualmente os custos de diferentes configurações com aquela de casos ditos Casos Base, onde não há sistema de geração renovável. As subseções 2.2.1 a 2.2.8 apresentam os dados, cálculos e suposições utilizados nas simulações.

2.2.1 Curvas de demanda

Duas curvas de demanda foram utilizadas nas simulações, como mostrado na Figura 2.2. A curva de demanda chamada de Curva 1 representa a demanda de uma comunidade isolada. A curva de demanda Curva 2 representa a Curva 1, porém defasada, para fazer com

que os picos de carga fossem coincidentes com a geração fotovoltaica. Isto foi feito para avaliar como o descasamento da geração com a carga afeta os custos do sistema. As curvas de demanda possuem um consumo diário de 686,6 kWh. Além disso, as curvas de carga foram aumentadas, em passos de 10 % de aumento, sobre todos os valores da curva de demanda, até o valor final de 200 % da curva original, para avaliar a robustez do sistema perante aumentos de carga.

Figura 2.2 – Curvas de carga (Adaptado de BARBOSA (2006)).

2.2.2 Recurso primário

As simulações consideraram três perfis anuais de irradiação ao longo do ano. A Figura 2.3, a Figura 2.4 e a Figura 2.5 apresentam os perfis de irradiação baixa, média e alta, respectivamente. Os três perfis de irradiação foram utilizados para averiguar como as variáveis ambientais afetam o custo do sistema. A Tabela 2.1 apresenta os valores de irradiação média diária, irradiação média mensal e irradiação anual para os perfis de irradiação considerados.

Tabela 2.1 – Irradiação dos perfis considerados.

	Irradiação (kWh/m ²)					
	Irrad. Baixa		Irrad. Média		Irrad. Alta	
Mês	med./dia	med./mês	med./dia	med./mês	med./dia	med./mês
Janeiro	0,6131	18,393	4,5	135	3,46	103,8
Fevereiro	1,22	36,6	5	150	3,71	111,3
Março	2,55	76,5	4,06	121,8	5,81	174,3
Abril	4,78	143,4	3,61	108,3	5,84	175,2
Maió	4,99	149,7	3,19	95,7	7,99	239,7
Junho	5,72	171,6	2,94	88,2	7,68	230,4
Julho	4,7	141	3,22	96,6	7,9	237
Agosto	3,56	106,8	3,72	111,6	6,03	180,9
Setembro	3,33	99,9	3,75	112,5	6,22	186,6
Outubro	2,09	62,7	4,03	120,9	4,98	149,4
Novembro	0,85	25,5	5	150	3,56	106,8
Dezembro	0,511	15,33	4,53	135,9	3,28	98,4
Anual		1047,423		1426,5		1993,8

Figura 2.3 – Perfil de irradiação baixa.

Figura 2.4 – Perfil de irradiação média.

Figura 2.5 – Perfil de irradiação alta.

2.2.3 Custo por litro de diesel e custo da bateria por kWh

O custo por litro de combustível foi variado de 3 a 7 reais, para avaliar a robustez do sistema perante a variação no preço do diesel. O preço de 3 reais foi definido a partir dos valores publicados pela Agência Nacional do Petróleo (ANP, 2017), que considera o preço médio do diesel em novembro de 2017 como 3,199 reais por litro. Contudo, este valor não representa o custo real do combustível em uma comunidade isolada, devido a outros custos, como o transporte. Assim, em comunidades isoladas, o custo do combustível será maior que 3,199 reais por litro.

Com relação às baterias, dois cenários foram simulados. O primeiro considera o custo das baterias como sendo de R\$ 1.000,00/kWh, que se constitui como um custo real encontrado no mercado brasileiro, e o segundo considera um custo de R\$ 500,00/kWh. O segundo valor considera uma projeção de redução de custo de baterias para fornecer uma noção de como ficaria o custo do sistema.

2.2.4 Dimensionamento do sistema fotovoltaico e bateria

O dimensionamento do sistema fotovoltaico foi feito de forma a atender a diferentes parcelas da carga da comunidade, variando de 20 % a 100 % em passos de 20 %. A estimativa da capacidade do banco de baterias e do sistema fotovoltaico foi feita utilizando as equações 2.1 e 2.2. Ressalta-se que o atendimento de 100 % da carga da comunidade refere-se a utilizar 100 % da energia diária no dimensionamento do par gerador fotovoltaico-banco de baterias. Assim, mesmo na situação onde o sistema de geração renovável é projetado para atender 100 % da demanda, ainda há o gerador a diesel. Isto ocorre pelo fato do sistema ser projetado para

fornecer o total de energia demandado, sendo este fornecimento, contudo, não garantido em qualquer momento do ano, pelo caráter estocástico de recurso primário do sistema fotovoltaico.

$$B_{cap} = \frac{E_{dia} \cdot N_{DA}}{\eta_{bat} \cdot DoD_{max}} \quad 2.1$$

onde,

B_{cap} – Capacidade do banco de baterias;

E_{dia} – Energia consumida durante o dia;

N_{DA} – Número de dias de autonomia;

η_{bat} – Eficiência de carga e descarga;

DoD_{max} – Profundidade de descarga máxima.

$$P_{fv\ nom} = 1,25 \cdot \frac{E_{dia}}{HSP_{pior\ mês}} \quad 2.2$$

onde,

$P_{fv\ nom}$ – Potência nominal do gerador fotovoltaico;

$HSP_{pior\ mês}$ – Número de horas de sol pleno por dia do pior mês.

A Tabela 2.2 apresenta as diversas configurações utilizadas nas simulações. Isto foi feito para avaliar como diferentes parcelas de geração renovável afetam os custos do sistema, e também a robustez do custo do mesmo perante a variação do preço do combustível e da demanda. A autonomia do sistema foi configurada como 2 dias, correspondente ao mínimo recomendado pela resolução normativa RN 493/2012 (ANEEL, 2012a). A profundidade de descarga máxima para o dimensionamento das baterias foi de 50 %, o que é um valor típico para baterias de chumbo-ácido de ciclo profundo. A eficiência da bateria foi considerada como 90 %, que corresponde ao menor valor de eficiência coulométrica para baterias de chumbo-ácido para cargas ou descargas até 75 % de estado de carga (INMETRO, 2011). A Tabela 2.2 apresenta as configurações do par gerador fotovoltaico-bateria para as cinco configurações simuladas em cada um dos perfis de irradiância considerados. Devido à variação do recurso primário para cada perfil de irradiância, notam-se diferenças

consideráveis nas capacidades dos geradores fotovoltaicos. Isto refletirá nos custos dos sistemas e, conseqüentemente, em sua viabilidade.

Tabela 2.2 – Configuração do par gerador fotovoltaico-bateria.

		Irrad. Baixa		Irrad. Média		Irrad. Alta	
Parcela renovável (%)		FV (kW)	BAT (kWh)	FV (kW)	BAT (kWh)	FV (kW)	BAT (kWh)
	100	1.226,4	3.052,4	286,2	3.052,4	214,6	3.052,4
	80	981,1	2.442,0	228,9	2.442,0	171,7	2.442,0
	60	735,9	1.831,5	171,7	1.831,5	128,8	1.831,5
	40	490,6	1.221,0	114,5	1.221,0	85,9	1.221,0
	20	245,3	610,5	57,2	610,5	42,9	610,5

FV – Potência nominal do gerador fotovoltaico.

BAT – Capacidade nominal do banco de baterias.

2.2.5 Dinâmica do Sistema

O sistema é simulado a partir do balanço energético entre as fontes de geração, a acumulação e a carga. A dinâmica de fluxos de energia do sistema considerado é apresentada na Figura 2.6, onde as setas indicam os fluxos de potência possíveis.

Figura 2.6 – Esquemático dos fluxos de energia no sistema.

O fluxo de potência entre os componentes é calculado de duas formas, dependendo do estado de carga do banco baterias. A estratégia de funcionamento do sistema consiste em acionar o gerador a diesel quando o banco de baterias atinge 60 % de estado de carga e utilizar o gerador para carregar o banco de baterias até 80 %. Nos períodos em que o gerador a diesel não está acionado, o balanço energético do sistema é dado pela equação 2.3. Considera-se a potência da carga negativa e a potência da geração positiva. A potência do conversor do banco de baterias pode ser positiva ou negativa dependendo se esta atende à demanda da carga ou recebe potência do gerador, respectivamente. O termo $P_{perdida}$ considera uma parcela de potencial de geração que não será efetivamente utilizada, por não haver

componente que possa consumi-la ou armazená-la, por exemplo se o banco de baterias estiver com carga plena e não houver demanda.

$$P_L(t) + P_{bat}(t) + P_{fv}(t) + P_{perdida}(t) = 0 \quad 2.3$$

Nos casos em que o gerador a diesel está ativo, o balanço energético é dado pela equação 2.4. Nesta situação não há a parcela $P_{perdida}$, pois toda geração do gerador a diesel é utilizada para suprir a parcela da carga que não é suprida pela geração renovável ou para carregar o banco de baterias até o estado de carga de 80 %. Nesta situação, a parcela P_{bat} é sempre negativa.

$$P_L(t) + P_{bat}(t) + P_{fv}(t) + P_{diesel}(t) = 0 \quad 2.4$$

A dinâmica do estado de carga do banco de baterias é dada pelas equações 2.5 e 2.6, para os momentos de carga e descarga, respectivamente. Nelas, estimam-se os valores do estado de carga para o instante $t + 1$. Além do fluxo de energia em cada iteração, também são necessários outros parâmetros, como a profundidade de descarga máxima do banco de baterias e as eficiências dos processos de conversão. Calcula-se então, para cada hora do ano, o estado do sistema considerando a geração, a carga e o armazenamento.

$$E_{bat}(t + 1) = E_{bat}(t) + P_{bat} \cdot \Delta t \cdot \eta_{bat} \quad (Carga) \quad 2.5$$

$$E_{bat}(t + 1) = E_{bat}(t) + \frac{P_{bat} \cdot \Delta t}{\eta_{bat}} \quad (Descarga) \quad 2.6$$

Nas equações 2.5 e 2.6, η_{bat} corresponde à eficiência dos processos de carga e descarga do banco de baterias. Além das equações, deve-se levar em consideração algumas premissas para calcular o estado de carga para cada hora do ano. As premissas servem para simular o caráter limitado do banco de baterias para armazenar energia. As premissas são:

- A geração renovável tem como prioridade atender a carga;
- Caso haja potência suficiente, o gerador atende a carga e carrega o banco de baterias;

- O banco de baterias nunca pode ultrapassar os limites de armazenamento mínimo e máximo, expressos pela relação abaixo;
- $E_{bat\ min}(DOD_{max}) \leq E_{bat}(t) \leq E_{bat\ max}$;
- A vida do banco de baterias é calculada utilizando a curva de número de ciclos em função da profundidade de descarga fornecida pelo fabricante e pela profundidade de descarga média do banco de baterias durante a simulação. Para as simulações foi utilizado o número de ciclos em função da profundidade de descarga apresentado na Figura 2.7.

Figura 2.7 – Curva do número de ciclos da bateria em função da profundidade de descarga.

2.2.6 Sistema fotovoltaico

Modela-se aqui o sistema fotovoltaico utilizando o modelo de potência do gerador. Neste modelo, supõe-se que o sistema fotovoltaico opera juntamente com um conversor c.c. para seguimento do ponto de máxima potência (MPPT – *maximum power point tracker*). Esta suposição simplifica os cálculos e é razoável quando se considera a operação de minirredes, pois MPPT geralmente são utilizados nesses tipos de sistema. O modelo de potência considera que o gerador sempre opera em seu ponto de máxima potência para uma dada condição de temperatura e irradiância. A equação 2.7 expressa a potência fornecida pelo gerador fotovoltaico em função das variáveis. Outra vantagem para a utilização de tal modelo é que os parâmetros necessários podem ser obtidos diretamente dos catálogos de fabricantes.

As seguintes suposições são válidas para o modelo de potência:

- Todas as células são idênticas e operam sob a mesma irradiância e temperatura;
- Não há perdas no gerador fotovoltaico;

- Se houver mudança nas condições de temperatura e irradiância, o ponto de máxima potência muda instantaneamente;
- A temperatura das células depende exclusivamente da irradiância e da temperatura ambiente.

$$P_{fv}(t) = P_{pv\ nom} \cdot \frac{H(t)}{H_{ref}} \cdot [1 + \gamma [T(t) - T_{ref}]] \left[1 + c1 \cdot \ln \left(\frac{H(t)}{H_{ref}} \right) \right] \quad 2.7$$

onde,

$P_{pv\ nom}$ – Potência nominal do gerador fotovoltaico;

T_{ref} – Temperatura de referência;

H_{ref} – Irradiância de referência (1.000 W/m²);

γ – Variação da potência do módulo com a temperatura (considerado como -0,42 %/°C);

$c1$ – Variação da potência do módulo com a irradiância (considerado como 0,031).

2.2.7 Análise de Custo

De posse da análise de desempenho do sistema expresso pelas equações 2.3 a 2.7, pode-se estimar o custo financeiro dos componentes do sistema. Este custo inclui a aquisição e substituição dos diferentes componentes ao longo da vida útil estipulada para o projeto. A equação 2.8 apresenta o cálculo do ciclo de vida para os componentes. Este cálculo corresponde ao valor presente líquido (VPL) dos componentes de geração. Custos de manutenção não foram considerados pela análise de sensibilidade, por considerar que estes custos estariam presentes tanto nos casos base, como nos casos com os quais estes casos base seriam comparados, de forma que foi preferido focar nos custos de aquisição e substituição dos equipamentos para o caso do banco de baterias e do gerador fotovoltaico e nos custos de operação (aquisição do combustível) para o caso do gerador a diesel.

$$VPL_i = \left(Iini_i + \sum_{k1=1}^{n1} \frac{V_{subs\ i}}{(1+r)^{k1}} \right) \quad 2.8$$

onde,

VPL_i – Valor presente líquido do componente i ;

$Iini_i$ – Investimento inicial do componente i ;

V_{subs} – Custo de substituição dos componentes necessários ao gerador i .

2.2.8 Suposições utilizadas

Para simulação dos cenários, foram feitas as suposições listadas a seguir:

- A taxa de juros foi considerada como 10 % ao ano;
- A vida do projeto foi de 25 anos;
- O custo do sistema de geração fotovoltaico foi de R\$ 10.000,00/kWp;
- O LLP de todos os casos simulados é igual a zero, pois supõe-se que o gerador a diesel fornecerá em caso de indisponibilidade da geração renovável.

2.2.9 Caso Base

As simulações dos sistemas com geração renovável foram comparadas com casos de referência, chamados de Casos Base, onde se considera que não há parcela de geração renovável e que todo o consumo é suprido pelo gerador a diesel. A Tabela 2.3 apresenta os custos, em milhões de reais (valores nas células de coloração verde), dos Casos Base. Nos Casos Base, o custo considerado é o custo do consumo de combustível necessário para atender a demanda expressa pela Curva 1 na seção 2.2.1 durante o período do projeto, corrigido pela taxa de juros anual de 10 %.

Tabela 2.3 – Custo dos Casos Base, em milhões de reais, para diferentes valores de demanda e custo do combustível.

		Fator de multiplicação da carga										
		1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
Custo do combustível (R\$/L)	3	2,8	3,1	3,4	3,6	3,9	4,2	4,5	4,8	5,0	5,3	5,6
	4	3,7	4,1	4,5	4,9	5,2	5,6	6,0	6,4	6,7	7,1	7,5
	5	4,7	5,1	5,6	6,1	6,5	7,0	7,5	7,9	8,4	8,9	9,3
	6	5,6	6,2	6,7	7,3	7,8	8,4	9,0	9,5	10,1	10,7	11,2
	7	6,5	7,2	7,8	8,5	9,2	9,8	10,5	11,1	11,8	12,4	13,1
		Consumo anual de combustível (kL)										
		93,6	102,9	112,3	121,6	131,0	140,4	149,7	159,1	168,4	177,8	187,1

2.3 Resultados

As Tabelas 2.3 a 2.62 apresentam os resultados das simulações, considerando diversos cenários de demanda, preço do combustível, e grau de penetração de energia renovável. Essas tabelas apresentam o valor percentual do custo do sistema e do consumo anual de combustível (C.C.) em relação aos Casos Base, para diferentes preços do diesel, em reais, diferentes valores de fatores de multiplicação da demanda, diferentes locais (baixa irradiância, média irradiância e alta irradiância), e diferentes custos por kWh do banco de baterias.

As tabelas apresentam duas cores (verde e amarelo). Os valores sobre o fundo verde representam aqueles onde o sistema é mais barato que o respectivo sistema da tabela de Casos Base. Na linha referente ao consumo de combustível, os valores em verde representam aqueles no qual a redução percentual do consumo de combustível é maior que a parcela percentual de penetração de geração renovável. A primeira linha das tabelas representa os fatores de multiplicação aplicados à demanda. A segunda coluna representa o valor do preço do litro de diesel, em reais. A Figura 2.8 apresenta mais detalhes sobre como devem ser entendidos os valores das tabelas de resultados.

Qte. % renovável		1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
	3	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y
	4	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y
	5	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y
	6	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y
	7	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y
	C. C.	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z

Y – Valor de custo total do sistema normalizado em relação ao Caso Base
 Z – Valor do consumo anual de combustível normalizado em relação ao Caso Base

Para Y – Valor de custo total do sistema maior do que o do caso base Caso Base
 Para Z – Redução percentual do consumo de combustível menor que o percentual de renovável

Para Y – Valor de custo total do sistema menor do que o do caso base Caso Base
 Para Z – Redução percentual do consumo de combustível maior que o percentual de renovável

Figura 2.8 – Explicação das tabelas de resultados.

Tabela 2.4 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 1/Irradiação baixa/R\$ 500,00/kWh, 20 % renovável).

20 % renovável		1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
	3	156,7	148,7	141,8	135,9	131,1	127,2	124,5	122,6	120,5	118,6	116,9
	4	130,3	124,7	119,8	115,6	112,2	109,6	108,0	107,0	105,8	104,6	103,6
	5	114,5	110,3	106,6	103,4	100,8	99,0	98,0	97,6	96,9	96,3	95,7
	6	103,9	100,7	97,8	95,3	93,3	92,0	91,4	91,4	91,0	90,7	90,4
	7	96,4	93,9	91,5	89,5	87,9	86,9	86,7	86,9	86,8	86,7	86,6
	C. C.	51,2	52,8	53,8	54,6	55,5	56,7	58,3	60,2	61,6	62,8	63,8

Tabela 2.5 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 1/Irradiação baixa/R\$ 500,00/kWh, 40 % renovável).

40 % renovável		1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
	3	233,9	219,1	207,1	197,8	190,4	183,6	177,6	171,6	166,3	161,3	156,7
	4	181,3	171,0	163,0	157,1	152,6	148,4	144,6	140,6	136,9	133,5	130,3
	5	149,7	142,2	136,5	132,7	130,0	127,3	124,7	121,9	119,4	116,8	114,5
	6	128,6	123,0	118,9	116,4	114,9	113,2	111,5	109,5	107,6	105,7	103,9
	7	113,6	109,3	106,3	104,7	104,1	103,1	102,1	100,6	99,3	97,8	96,4
	C. C.	23,3	26,9	30,6	34,9	39,3	42,7	45,5	47,4	49,0	50,2	51,2

Tabela 2.6 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 1/Irradiação baixa/R\$ 500,00/kWh, 60 % renovável).

60 % renovável		1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
	3	324,2	299,0	278,1	260,6	245,9	233,9	223,8	214,8	207,1	200,6	195,2
	4	246,7	228,2	213,0	200,3	189,7	181,3	174,3	168,1	163,0	158,8	155,5
	5	200,1	185,8	173,9	164,1	156,0	149,7	144,6	140,1	136,5	133,7	131,6
	6	169,1	157,5	147,9	140,0	133,5	128,6	124,8	121,5	118,9	117,0	115,8
	7	147,0	137,3	129,3	122,8	117,4	113,6	110,7	108,1	106,3	105,1	104,4
	C. C.	14,0	16,0	17,7	19,5	21,1	23,3	25,8	28,1	30,6	33,4	36,4

Tabela 2.7 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 1/Irradiação baixa/R\$ 500,00/kWh, 80 % renovável).

80 % renovável		1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
	3	419,1	384,2	355,5	331,3	310,9	293,3	278,1	264,8	252,9	242,7	233,9
	4	316,6	290,8	269,7	251,8	236,9	224,1	213,0	203,4	194,7	187,5	181,3
	5	255,2	234,8	218,2	204,2	192,5	182,6	173,9	166,6	159,8	154,3	149,7
	6	214,2	197,5	183,9	172,4	162,9	154,9	147,9	142,0	136,5	132,2	128,6
	7	184,9	170,8	159,3	149,7	141,8	135,1	129,3	124,4	119,9	116,4	113,6
	C. C.	9,3	10,8	12,2	13,5	15,0	16,4	17,7	19,1	20,2	21,7	23,3

Tabela 2.8 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 1/Irradiação baixa/R\$ 500,00/kWh, 100 % renovável).

100 % renovável		1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
	3	515,5	471,3	435,1	404,4	378,1	355,5	335,9	318,7	303,6	290,1	278,1
	4	388,2	355,3	328,5	305,8	286,4	269,7	255,2	242,6	231,6	221,7	213,0
	5	311,7	285,7	264,5	246,6	231,3	218,2	206,8	197,0	188,4	180,7	173,9
	6	260,8	239,3	221,9	207,2	194,6	183,9	174,6	166,6	159,6	153,4	147,9
	7	224,4	206,1	191,4	179,0	168,4	159,3	151,5	144,8	139,1	133,8	129,3
	C. C.	6,0	7,2	8,6	10,0	11,2	12,2	13,2	14,4	15,6	16,7	17,7

Tabela 2.9 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 1/Irradiação baixa/R\$ 1.000,00/kWh, 20 % renovável).

20 % renovável		1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
	3	174,7	165,0	156,9	149,9	144,1	139,5	136,1	133,5	130,8	128,3	126,1
	4	143,8	137,0	131,1	126,1	122,0	118,8	116,6	115,2	113,5	112,0	110,6
	5	125,3	120,1	115,6	111,8	108,7	106,4	104,9	104,2	103,1	102,1	101,2
	6	112,9	108,9	105,3	102,3	99,8	98,1	97,2	96,8	96,2	95,6	95,0
	7	104,1	100,9	98,0	95,5	93,5	92,2	91,6	91,6	91,2	90,9	90,5
	C. C.	51,2	52,8	53,8	54,6	55,5	56,7	58,3	60,2	61,6	62,8	63,8

Tabela 2.10 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 1/Irradiação baixa/R\$ 1.000,00/kWh, 40 % renovável).

40 % renovável		1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
	3	269,6	252,2	237,8	226,2	216,6	208,0	200,3	192,9	186,3	180,2	174,7
	4	208,0	195,9	186,0	178,4	172,3	166,7	161,6	156,5	152,0	147,7	143,8
	5	171,1	162,1	154,9	149,7	145,7	141,9	138,4	134,7	131,4	128,2	125,3
	6	146,5	139,6	134,2	130,5	128,0	125,3	122,9	120,2	117,7	115,2	112,9
	7	128,9	123,5	119,4	116,9	115,3	113,5	111,9	109,8	107,9	105,9	104,1
	C. C.	23,3	26,9	30,6	34,9	39,3	42,7	45,5	47,4	49,0	50,2	51,2

Tabela 2.11 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 1/Irradiação baixa/R\$ 1.000,00/kWh, 60 % renovável).

60 % renovável		1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
	3	371,9	343,3	319,7	299,9	283,3	269,6	257,8	247,1	237,8	229,7	222,8
	4	282,5	261,5	244,2	229,8	217,7	208,0	199,8	192,3	186,0	180,6	176,2
	5	228,8	212,4	198,9	187,7	178,4	171,1	165,0	159,5	154,9	151,2	148,2
	6	193,0	179,7	168,7	159,7	152,2	146,5	141,8	137,6	134,2	131,6	129,6
	7	167,4	156,3	147,1	139,6	133,5	128,9	125,3	122,0	119,4	117,5	116,2
	C. C.	14,0	16,0	17,7	19,5	21,1	23,3	25,8	28,1	30,6	33,4	36,4

Tabela 2.12 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 1/Irradiação baixa/R\$ 1.000,00/kWh, 80 % renovável).

80 % renovável		1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
	3	478,9	439,5	407,3	379,9	356,8	337,0	319,7	304,7	291,2	279,6	269,6
	4	361,5	332,3	308,5	288,3	271,4	256,8	244,2	233,3	223,4	215,1	208,0
	5	291,1	268,0	249,2	233,4	220,1	208,7	198,9	190,5	182,8	176,4	171,1
	6	244,1	225,1	209,7	196,7	185,9	176,7	168,7	161,9	155,7	150,6	146,5
	7	210,6	194,5	181,5	170,5	161,5	153,8	147,1	141,5	136,3	132,2	128,9
	C. C.	9,3	10,8	12,2	13,5	15,0	16,4	17,7	19,1	20,2	21,7	23,3

Tabela 2.13 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 1/Irradiação baixa/R\$ 1.000,00/kWh, 100 % renovável).

100 % renovável		1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
	3	587,6	537,8	497,0	462,3	432,6	407,3	385,1	365,8	348,6	333,3	319,7
	4	442,2	405,2	374,9	349,2	327,2	308,5	292,2	277,9	265,4	254,1	244,2
	5	355,0	325,6	301,6	281,4	264,0	249,2	236,4	225,2	215,4	206,6	198,9
	6	296,8	272,5	252,8	236,1	221,9	209,7	199,2	190,1	182,1	175,0	168,7
	7	255,3	234,6	217,9	203,8	191,8	181,5	172,6	165,0	158,3	152,3	147,1
	C. C.	6,0	7,2	8,6	10,0	11,2	12,2	13,2	14,4	15,6	16,7	17,7

Tabela 2.14 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 2/Irradiação baixa/R\$ 500,00/kWh, 20 % renovável).

20 % renovável		1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
	3	151,4	144,4	138,3	132,9	128,4	124,5	121,2	118,6	116,4	114,9	113,1
	4	125,0	120,3	116,3	112,6	109,5	106,9	104,7	103,0	101,7	100,9	99,9
	5	109,1	105,9	103,0	100,4	98,2	96,3	94,7	93,7	92,9	92,6	91,9
	6	98,5	96,3	94,2	92,3	90,6	89,3	88,1	87,5	87,0	87,0	86,6
	7	90,9	89,4	87,9	86,5	85,2	84,2	83,4	83,0	82,8	83,0	82,8
	C. C.	45,5	48,2	50,1	51,6	52,9	54,0	55,0	56,3	57,5	59,0	60,1

Tabela 2.15 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 2/Irradiação baixa/R\$ 500,00/kWh, 40 % renovável).

40 % renovável		1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
	3	229,6	213,1	200,2	189,9	181,1	173,7	168,2	163,6	159,3	155,1	151,4
	4	177,4	165,6	156,5	149,4	143,4	138,6	135,1	132,5	129,8	127,2	125,0
	5	146,2	137,0	130,3	125,1	120,8	117,4	115,3	113,8	112,2	110,5	109,1
	6	125,3	118,0	112,8	108,9	105,8	103,4	102,1	101,3	100,4	99,4	98,5
	7	110,4	104,4	100,3	97,4	95,0	93,3	92,6	92,4	92,0	91,4	90,9
	C. C.	21,0	22,9	25,4	28,0	30,4	33,0	36,0	39,1	41,6	43,6	45,5

Tabela 2.16 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 2/Irradiação baixa/R\$ 500,00/kWh, 60 % renovável).

60 % renovável		1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
	3	321,5	296,1	275,2	257,6	242,6	229,6	218,3	208,6	200,2	193,2	186,8
	4	244,4	225,8	210,6	197,7	186,9	177,4	169,3	162,4	156,5	151,7	147,3
	5	198,1	183,6	171,8	161,8	153,4	146,2	139,9	134,7	130,3	126,8	123,6
	6	167,3	155,5	145,9	137,9	131,1	125,3	120,3	116,3	112,8	110,2	107,8
	7	145,2	135,4	127,5	120,8	115,2	110,4	106,3	103,1	100,3	98,4	96,5
	C. C.	13,0	14,9	16,7	18,2	19,7	21,0	22,3	23,9	25,4	27,2	28,8

Tabela 2.17 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 2/Irradiação baixa/R\$ 500,00/kWh, 80 % renovável).

80 % renovável		1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
	3	417,2	382,0	353,1	328,8	308,2	290,6	275,2	261,7	249,8	239,1	229,6
	4	315,1	289,0	267,7	249,8	234,7	221,8	210,6	200,7	192,1	184,3	177,4
	5	253,9	233,2	216,4	202,3	190,6	180,5	171,8	164,1	157,5	151,5	146,2
	6	213,0	196,0	182,2	170,7	161,1	153,0	145,9	139,7	134,4	129,5	125,3
	7	183,9	169,5	157,8	148,1	140,1	133,3	127,5	122,3	117,9	113,9	110,4
	C. C.	8,9	10,0	11,4	12,6	14,0	15,4	16,7	17,8	19,0	20,0	21,0

Tabela 2.18 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 2/Irradiação baixa/R\$ 500,00/kWh, 100 % renovável).

100 % renovável		1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
	3	513,6	469,6	433,2	402,2	375,8	353,1	333,3	316,1	300,9	287,3	275,2
	4	386,6	353,9	327,0	304,0	284,5	267,7	253,0	240,4	229,3	219,4	210,6
	5	310,3	284,5	263,3	245,0	229,7	216,4	204,9	195,0	186,4	178,6	171,8
	6	259,5	238,2	220,8	205,7	193,1	182,2	172,8	164,8	157,7	151,5	145,9
	7	223,2	205,2	190,4	177,7	167,0	157,8	149,9	143,1	137,3	132,1	127,5
	C. C.	5,5	6,9	8,3	9,3	10,4	11,4	12,3	13,4	14,6	15,6	16,7

Tabela 2.19 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 2/Irradiação baixa/R\$ 1.000,00/kWh, 20 % renovável).

20 % renovável		1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
	3	169,9	161,1	153,6	146,9	141,4	136,7	132,7	129,5	126,8	124,7	122,4
	4	138,8	132,9	127,7	123,1	119,3	116,0	113,3	111,2	109,4	108,3	106,8
	5	120,1	115,9	112,2	108,8	106,0	103,6	101,6	100,2	99,1	98,4	97,5
	6	107,7	104,6	101,9	99,3	97,1	95,4	93,9	92,9	92,1	91,9	91,3
	7	98,8	96,6	94,5	92,5	90,8	89,4	88,3	87,7	87,2	87,2	86,8
	C. C.	45,5	48,2	50,1	51,6	52,9	54,0	55,0	56,3	57,5	59,0	60,1

Tabela 2.20 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 2/Irradiação baixa/R\$ 1.000,00/kWh, 40 % renovável).

40 % renovável		1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
	3	263,2	244,3	229,3	217,1	206,7	197,8	191,0	185,2	179,7	174,5	169,9
	4	202,6	188,9	178,3	169,9	162,7	156,6	152,2	148,7	145,2	141,8	138,8
	5	166,3	155,7	147,7	141,5	136,2	131,9	129,0	126,8	124,5	122,1	120,1
	6	142,1	133,6	127,3	122,6	118,6	115,4	113,5	112,1	110,7	109,1	107,7
	7	124,8	117,8	112,7	109,1	106,0	103,6	102,4	101,7	100,8	99,7	98,8
	C. C.	21,0	22,9	25,4	28,0	30,4	33,0	36,0	39,1	41,6	43,6	45,5

Tabela 2.21 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 2/Irradiação baixa/R\$ 1.000,00/kWh, 60 % renovável).

60 % renovável		1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
	3	367,6	338,8	315,1	295,1	278,0	263,2	250,2	239,0	229,3	221,0	213,6
	4	278,9	257,8	240,5	225,8	213,4	202,6	193,2	185,2	178,3	172,6	167,4
	5	225,8	209,2	195,7	184,3	174,7	166,3	159,0	152,9	147,7	143,5	139,7
	6	190,3	176,8	165,9	156,6	148,8	142,1	136,3	131,4	127,3	124,1	121,2
	7	165,0	153,7	144,6	136,8	130,4	124,8	120,0	116,1	112,7	110,3	108,0
	C. C.	13,0	14,9	16,7	18,2	19,7	21,0	22,3	23,9	25,4	27,2	28,8

Tabela 2.22 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 2/Irradiação baixa/R\$ 1.000,00/kWh, 80 % renovável).

80 % renovável		1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
	3	475,6	436,0	403,3	375,8	352,5	332,5	315,1	299,7	286,2	274,0	263,2
	4	358,9	329,5	305,3	285,0	267,9	253,2	240,5	229,3	219,4	210,5	202,6
	5	288,9	265,6	246,5	230,6	217,1	205,7	195,7	187,0	179,3	172,4	166,3
	6	242,2	223,0	207,3	194,2	183,3	174,0	165,9	158,8	152,6	147,0	142,1
	7	208,9	192,6	179,3	168,3	159,1	151,3	144,6	138,6	133,5	128,9	124,8
	C. C.	8,9	10,0	11,4	12,6	14,0	15,4	16,7	17,8	19,0	20,0	21,0

Tabela 2.23 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 2/Irradiação baixa/R\$ 1.000,00/kWh, 100 % renovável).

100 % renovável		1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
	3	584,3	534,6	493,7	458,7	428,9	403,3	380,8	361,4	344,2	328,8	315,1
	4	439,6	402,7	372,3	346,3	324,3	305,3	288,7	274,4	261,8	250,5	240,5
	5	352,8	323,5	299,5	278,9	261,5	246,5	233,4	222,2	212,4	203,5	195,7
	6	294,9	270,7	251,0	234,0	219,6	207,3	196,6	187,4	179,4	172,2	165,9
	7	253,6	233,0	216,3	201,9	189,7	179,3	170,3	162,6	155,9	149,8	144,6
	C. C.	5,5	6,9	8,3	9,3	10,4	11,4	12,3	13,4	14,6	15,6	16,7

Tabela 2.24 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 1/Irradiação média/R\$ 500,00/kWh, 20 % renovável).

20 % renovável		1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
	3	103,8	103,2	102,7	102,2	101,4	100,7	100,1	99,8	99,6	99,4	99,2
	4	94,2	94,4	94,6	94,8	94,5	94,3	94,1	94,2	94,2	94,3	94,3
	5	88,5	89,2	89,8	90,3	90,4	90,4	90,5	90,8	91,0	91,2	91,4
	6	84,7	85,7	86,5	87,3	87,6	87,9	88,1	88,5	88,9	89,2	89,5
	7	82,0	83,2	84,2	85,2	85,6	86,0	86,4	86,9	87,3	87,7	88,1
	C. C.	65,6	68,2	70,4	72,3	73,8	75,0	76,1	77,1	78,1	78,9	79,7

Tabela 2.25 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 1/Irradiação média/R\$ 500,00/kWh, 40 % renovável).

40 % renovável		1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
	3	120,6	118,1	115,7	113,1	110,6	108,6	106,9	105,7	104,9	104,2	103,8
	4	101,3	100,6	99,8	98,5	97,2	96,1	95,2	94,7	94,4	94,2	94,2
	5	89,8	90,1	90,2	89,7	89,1	88,6	88,2	88,1	88,1	88,2	88,5
	6	82,1	83,1	83,8	83,8	83,7	83,6	83,5	83,7	83,9	84,2	84,7
	7	76,6	78,1	79,3	79,6	79,8	80,0	80,2	80,5	80,9	81,4	82,0
	C. C.	43,6	48,2	51,9	54,5	56,7	58,6	60,1	61,6	63,0	64,3	65,6

Tabela 2.26 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 1/Irradiação média/R\$ 500,00/kWh, 60 % renovável).

60 % renovável		1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
	3	134,1	130,7	127,7	124,8	122,7	120,6	118,8	117,4	115,7	114,0	112,4
	4	106,2	105,0	103,8	102,7	102,1	101,3	100,8	100,4	99,8	98,9	98,1
	5	89,5	89,6	89,5	89,5	89,8	89,8	90,0	90,3	90,2	89,9	89,5
	6	78,3	79,3	80,0	80,6	81,5	82,1	82,8	83,5	83,8	83,9	83,8
	7	70,3	71,9	73,2	74,3	75,7	76,6	77,7	78,7	79,3	79,6	79,8
	C. C.	22,5	27,8	32,3	36,4	40,4	43,6	46,8	49,6	51,9	53,7	55,3

Tabela 2.27 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 1/Irradiação média/R\$ 500,00/kWh, 80 % renovável).

80 % renovável		1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
	3	150,7	143,6	139,2	135,2	132,1	129,9	127,7	125,5	123,7	122,1	120,6
	4	115,0	110,7	108,6	106,7	105,4	104,7	103,8	103,0	102,4	101,9	101,3
	5	93,5	91,0	90,2	89,6	89,3	89,6	89,5	89,5	89,6	89,8	89,8
	6	79,3	77,9	78,0	78,2	78,6	79,5	80,0	80,5	81,1	81,7	82,1
	7	69,1	68,5	69,3	70,0	71,0	72,3	73,2	74,0	75,0	75,9	76,6
	C. C.	7,8	12,1	16,8	21,1	25,2	29,1	32,3	35,4	38,5	41,2	43,6

Tabela 2.28 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 1/Irradiação média/R\$ 500,00/kWh, 100 % renovável).

100 % renovável		1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
	3	175,7	163,8	154,6	147,9	142,7	139,2	135,7	133,3	131,1	129,4	127,7
	4	132,3	123,9	117,6	113,3	110,3	108,6	106,8	105,8	105,0	104,5	103,8
	5	106,2	100,0	95,5	92,6	90,8	90,2	89,5	89,4	89,3	89,6	89,5
	6	88,8	84,0	80,7	78,7	77,9	78,0	77,9	78,4	78,9	79,6	80,0
	7	76,4	72,6	70,1	68,9	68,6	69,3	69,6	70,6	71,4	72,5	73,2
	C. C.	2,0	4,2	6,8	9,6	13,0	16,8	20,1	23,6	26,6	29,8	32,3

Tabela 2.29 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 1/Irradiação média/R\$ 1.000,00/kWh, 20 % renovável).

20 % renovável		1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
	3	121,8	120,0	118,3	116,7	114,7	113,0	111,7	110,7	110,0	109,3	108,6
	4	107,8	107,0	106,3	105,6	104,5	103,5	102,8	102,3	102,0	101,7	101,4
	5	99,3	99,3	99,1	99,0	98,3	97,8	97,4	97,3	97,2	97,1	97,1
	6	93,7	94,1	94,3	94,5	94,2	94,0	93,9	93,9	94,0	94,1	94,2
	7	89,7	90,4	90,9	91,4	91,3	91,3	91,3	91,5	91,8	91,9	92,1
	C. C.	65,6	68,2	70,4	72,3	73,8	75,0	76,1	77,1	78,1	78,9	79,7

Tabela 2.30 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 1/Irradiação média/R\$ 1.000,00/kWh, 40 % renovável).

40 % renovável		1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
	3	157,3	151,4	146,1	140,8	135,8	131,8	128,5	126,3	124,4	122,9	121,8
	4	128,9	125,6	122,6	119,3	116,1	113,5	111,4	110,1	109,0	108,3	107,8
	5	111,9	110,1	108,4	106,3	104,2	102,5	101,2	100,4	99,8	99,5	99,3
	6	100,5	99,8	99,0	97,7	96,3	95,2	94,3	93,9	93,7	93,6	93,7
	7	92,4	92,4	92,3	91,5	90,6	90,0	89,4	89,3	89,3	89,4	89,7
	C. C.	43,6	48,2	51,9	54,5	56,7	58,6	60,1	61,6	63,0	64,3	65,6

Tabela 2.31 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 1/Irradiação média/R\$ 1.000,00/kWh, 60 % renovável).

60 % renovável		1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
	3	185,3	178,8	172,8	166,9	162,0	157,3	153,2	149,7	146,1	142,6	139,2
	4	144,6	141,0	137,7	134,3	131,6	128,9	126,6	124,7	122,6	120,4	118,3
	5	120,2	118,4	116,6	114,7	113,3	111,9	110,6	109,7	108,4	107,0	105,7
	6	103,9	103,3	102,6	101,7	101,2	100,5	100,0	99,6	99,0	98,2	97,3
	7	92,3	92,5	92,5	92,3	92,5	92,4	92,4	92,5	92,3	91,8	91,3
	C. C.	22,5	27,8	32,3	36,4	40,4	43,6	46,8	49,6	51,9	53,7	55,3

Tabela 2.32 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 1/Irradiação média/R\$ 1.000,00/kWh, 80 % renovável).

80 % renovável		1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
	3	213,1	202,0	194,5	187,5	181,6	177,1	172,8	168,4	164,3	160,7	157,3
	4	161,8	154,6	150,1	145,9	142,5	140,1	137,7	135,1	132,9	130,9	128,9
	5	131,0	126,1	123,4	121,0	119,0	117,9	116,6	115,2	114,0	112,9	111,9
	6	110,5	107,1	105,7	104,3	103,4	103,1	102,6	101,9	101,4	101,0	100,5
	7	95,8	93,5	93,0	92,4	92,2	92,5	92,5	92,4	92,4	92,4	92,4
	C. C.	7,8	12,1	16,8	21,1	25,2	29,1	32,3	35,4	38,5	41,2	43,6

Tabela 2.33 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 1/Irradiação média/R\$ 1.000,00/kWh, 100 % renovável).

100 % renovável		1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
	3	248,9	232,0	218,6	208,8	200,5	194,5	188,6	183,8	179,8	176,2	172,8
	4	187,2	175,0	165,7	159,0	153,6	150,1	146,5	143,8	141,5	139,6	137,7
	5	150,2	140,9	133,9	129,1	125,5	123,4	121,2	119,7	118,5	117,6	116,6
	6	125,5	118,1	112,7	109,2	106,8	105,7	104,3	103,7	103,2	103,0	102,6
	7	107,8	101,8	97,6	95,0	93,4	93,0	92,3	92,3	92,3	92,5	92,5
	C. C.	2,0	4,2	6,8	9,6	13,0	16,8	20,1	23,6	26,6	29,8	32,3

Tabela 2.34 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 2/Irradiação média/R\$ 500,00/kWh, 20 % renovável).

20 % renovável		1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
	3	105,2	104,6	103,9	103,4	103,0	102,6	102,2	101,6	101,3	101,0	100,8
	4	95,6	95,7	95,8	95,9	96,0	96,1	96,1	95,8	95,8	95,9	95,9
	5	89,8	90,5	90,9	91,4	91,8	92,2	92,4	92,3	92,5	92,8	92,9
	6	85,9	86,9	87,7	88,4	89,0	89,6	89,9	90,0	90,4	90,7	91,0
	7	83,2	84,4	85,4	86,2	87,0	87,7	88,2	88,4	88,8	89,2	89,5
	C. C.	66,7	69,3	71,5	73,4	75,0	76,5	77,7	78,5	79,5	80,4	81,1

Tabela 2.35 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 2/Irradiação média/R\$ 500,00/kWh, 40 % renovável).

40 % renovável		1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
	3	117,8	115,1	112,7	110,5	108,9	108,0	107,2	106,6	106,0	105,5	105,2
	4	98,7	97,8	96,9	95,9	95,5	95,4	95,3	95,3	95,3	95,4	95,6
	5	87,2	87,3	87,4	87,2	87,4	87,8	88,1	88,6	89,0	89,3	89,8
	6	79,6	80,4	81,0	81,4	82,0	82,7	83,4	84,1	84,7	85,3	85,9
	7	74,1	75,4	76,5	77,2	78,1	79,1	80,0	80,9	81,6	82,4	83,2
	C. C.	41,4	45,7	49,3	52,3	55,0	57,4	59,6	61,6	63,4	65,1	66,7

Tabela 2.36 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 2/Irradiação média/R\$ 500,00/kWh, 60 % renovável).

60 % renovável		1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
	3	130,6	126,9	124,1	121,8	119,8	117,8	115,9	114,3	112,7	111,0	109,9
	4	103,0	101,5	100,6	99,9	99,3	98,7	98,0	97,5	96,9	96,1	95,7
	5	86,4	86,2	86,5	86,7	87,0	87,2	87,3	87,4	87,4	87,1	87,2
	6	75,4	76,1	77,1	78,0	78,9	79,6	80,1	80,7	81,0	81,2	81,6
	7	67,5	68,8	70,4	71,7	73,0	74,1	75,0	75,9	76,5	76,9	77,5
	C. C.	20,2	25,2	30,2	34,2	37,9	41,4	44,3	47,0	49,3	51,3	53,3

Tabela 2.37 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 2/Irradiação média/R\$ 500,00/kWh, 80 % renovável).

80 % renovável		1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
	3	147,8	140,3	135,4	131,8	128,5	126,1	124,1	122,1	120,8	119,4	117,8
	4	112,6	107,8	105,2	103,5	102,1	101,1	100,6	99,8	99,6	99,3	98,7
	5	91,4	88,3	87,1	86,6	86,3	86,2	86,5	86,5	86,9	87,2	87,2
	6	77,4	75,3	75,0	75,3	75,7	76,2	77,1	77,6	78,4	79,2	79,6
	7	67,3	66,1	66,4	67,2	68,2	69,1	70,4	71,3	72,4	73,5	74,1
	C. C.	7,0	10,4	14,6	18,9	22,9	26,3	30,2	33,2	36,1	39,0	41,4

Tabela 2.38 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 2/Irradiação média/R\$ 500,00/kWh, 100 % renovável).

100 % renovável		1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
	3	173,3	160,9	151,7	144,3	139,2	135,4	132,6	129,9	127,4	125,7	124,1
	4	130,4	121,5	115,3	110,2	107,2	105,2	104,0	102,7	101,6	101,1	100,6
	5	104,6	97,8	93,4	89,8	88,1	87,1	86,8	86,4	86,2	86,3	86,5
	6	87,5	82,1	78,8	76,2	75,3	75,0	75,4	75,6	75,8	76,4	77,1
	7	75,2	70,8	68,4	66,5	66,1	66,4	67,2	67,8	68,5	69,4	70,4
	C. C.	1,6	3,2	5,8	8,1	11,3	14,6	18,1	21,3	24,2	27,1	30,2

Tabela 2.39 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 2/Irradiação média/R\$ 1.000,00/kWh, 20 % renovável).

20 % renovável		1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
	3	123,6	121,5	119,5	117,9	116,6	115,4	114,1	112,8	111,9	111,1	110,4
	4	109,4	108,5	107,5	106,8	106,2	105,7	105,0	104,3	103,8	103,4	103,1
	5	100,8	100,6	100,3	100,1	100,0	99,8	99,6	99,1	98,9	98,8	98,7
	6	95,1	95,4	95,5	95,7	95,8	95,9	95,9	95,7	95,7	95,7	95,7
	7	91,1	91,7	92,1	92,5	92,8	93,2	93,3	93,2	93,4	93,5	93,7
	C. C.	66,7	69,3	71,5	73,4	75,0	76,5	77,7	78,5	79,5	80,4	81,1

Tabela 2.40 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 2/Irradiação média/R\$ 1.000,00/kWh, 40 % renovável).

40 % renovável		1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
	3	154,1	148,0	142,6	137,7	134,2	131,9	129,6	127,9	126,3	124,8	123,6
	4	125,9	122,4	119,3	116,4	114,4	113,3	112,1	111,3	110,6	109,8	109,4
	5	109,0	107,1	105,3	103,5	102,5	102,1	101,6	101,4	101,1	100,9	100,8
	6	97,7	96,8	96,0	95,0	94,6	94,6	94,6	94,8	94,8	94,9	95,1
	7	89,7	89,5	89,3	88,9	88,9	89,3	89,6	90,0	90,4	90,6	91,1
	C. C.	41,4	45,7	49,3	52,3	55,0	57,4	59,6	61,6	63,4	65,1	66,7

Tabela 2.41 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 2/Irradiação média/R\$ 1.000,00/kWh, 60 % renovável).

60 % renovável		1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
	3	180,7	173,8	167,8	162,9	158,6	154,1	149,9	146,2	142,6	139,1	136,4
	4	140,5	136,7	133,4	130,7	128,4	125,9	123,5	121,4	119,3	117,1	115,6
	5	116,5	114,4	112,7	111,4	110,3	109,0	107,7	106,5	105,3	104,0	103,1
	6	100,4	99,5	99,0	98,6	98,3	97,7	97,1	96,6	96,0	95,2	94,8
	7	89,0	88,9	89,1	89,4	89,6	89,7	89,6	89,5	89,3	88,9	88,9
	C. C.	20,2	25,2	30,2	34,2	37,9	41,4	44,3	47,0	49,3	51,3	53,3

Tabela 2.42 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 2/Irradiação média/R\$ 1.000,00/kWh, 80 % renovável).

80 % renovável		1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
	3	208,2	197,1	189,2	182,9	176,8	172,2	167,8	163,6	160,8	157,5	154,1
	4	157,9	150,4	145,6	141,9	138,3	135,8	133,4	131,0	129,6	127,9	125,9
	5	127,7	122,4	119,4	117,3	115,2	113,9	112,7	111,5	110,9	110,1	109,0
	6	107,6	103,7	101,9	100,9	99,8	99,3	99,0	98,4	98,4	98,3	97,7
	7	93,2	90,4	89,5	89,1	88,8	88,9	89,1	89,1	89,5	89,8	89,7
	C. C.	7,0	10,4	14,6	18,9	22,9	26,3	30,2	33,2	36,1	39,0	41,4

Tabela 2.43 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 2/Irradiação média/R\$ 1.000,00/kWh, 100 % renovável).

100 % renovável		1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
	3	244,6	227,3	213,9	203,1	195,4	189,2	184,2	179,4	174,9	171,5	167,8
	4	183,8	171,2	161,9	154,4	149,4	145,6	142,7	139,9	137,2	135,4	133,4
	5	147,4	137,6	130,7	125,1	121,8	119,4	117,8	116,2	114,6	113,7	112,7
	6	123,1	115,2	109,9	105,6	103,3	101,9	101,2	100,3	99,5	99,3	99,0
	7	105,7	99,2	95,0	91,7	90,2	89,5	89,3	89,0	88,8	89,0	89,1
	C. C.	1,6	3,2	5,8	8,1	11,3	14,6	18,1	21,3	24,2	27,1	30,2

Tabela 2.44 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 1/Irradiação alta/R\$ 500,00/kWh, 20 % renovável).

20 % renovável		1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
	3	96,9	96,7	96,8	97,0	96,8	96,1	95,9	95,8	95,7	95,9	95,9
	4	88,6	89,1	89,7	90,4	90,7	90,5	90,7	90,8	91,0	91,4	91,7
	5	83,6	84,5	85,4	86,5	87,1	87,2	87,5	87,8	88,2	88,7	89,1
	6	80,3	81,4	82,6	83,9	84,7	84,9	85,4	85,8	86,3	87,0	87,4
	7	77,9	79,3	80,6	82,0	82,9	83,3	83,9	84,4	85,0	85,7	86,2
	C. C.	63,7	66,2	68,5	70,8	72,5	73,7	74,9	75,9	76,9	78,0	78,8

Tabela 2.45 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 1/Irradiação alta/R\$ 500,00/kWh, 40 % renovável).

40 % renovável		1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
	3	107,5	106,3	104,9	103,3	101,2	99,7	98,7	97,6	97,1	97,0	96,9
	4	90,5	90,8	90,7	90,2	89,4	88,7	88,4	88,0	88,1	88,3	88,6
	5	80,3	81,5	82,2	82,4	82,2	82,1	82,3	82,3	82,6	83,1	83,6
	6	73,6	75,4	76,5	77,2	77,5	77,7	78,2	78,4	79,0	79,7	80,3
	7	68,7	70,9	72,5	73,5	74,1	74,6	75,3	75,7	76,4	77,2	77,9
	C. C.	39,6	44,4	48,2	51,2	53,7	55,8	57,7	59,3	60,9	62,3	63,7

Tabela 2.46 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 1/Irradiação alta/R\$ 500,00/kWh, 60 % renovável).

60 % renovável		1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
	3	116,5	112,3	109,4	108,5	108,2	107,5	106,7	105,8	104,9	103,8	102,6
	4	92,3	90,0	88,7	89,1	90,1	90,5	90,8	90,8	90,7	90,4	90,0
	5	77,8	76,6	76,3	77,5	79,2	80,3	81,2	81,8	82,2	82,4	82,4
	6	68,1	67,7	68,0	69,7	72,0	73,6	74,8	75,8	76,5	77,0	77,3
	7	61,2	61,4	62,1	64,2	66,8	68,7	70,3	71,5	72,5	73,2	73,7
	C. C.	19,7	23,1	26,5	30,9	35,7	39,6	42,9	45,8	48,2	50,2	52,1

Tabela 2.47 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 1/Irradiação alta/R\$ 500,00/kWh, 80 % renovável).

80 % renovável		1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
	3	134,6	127,2	122,1	117,5	114,3	111,6	109,4	108,6	108,5	108,0	107,5
	4	103,6	98,8	95,6	92,8	91,1	89,7	88,7	88,9	89,7	90,2	90,5
	5	85,1	81,8	79,7	77,9	77,2	76,6	76,3	77,1	78,4	79,5	80,3
	6	72,7	70,4	69,1	68,1	67,9	67,8	68,0	69,2	70,9	72,4	73,6
	7	63,9	62,3	61,6	61,0	61,3	61,6	62,1	63,5	65,6	67,3	68,7
	C. C.	10,8	13,5	16,2	18,7	21,5	24,0	26,5	29,7	33,4	36,7	39,6

Tabela 2.48 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 1/Irradiação alta/R\$ 500,00/kWh, 100 % renovável).

100 % renovável		1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
	3	154,9	145,7	137,9	131,3	126,1	122,1	118,2	115,5	113,1	111,1	109,4
	4	117,3	111,1	105,9	101,5	98,1	95,6	93,2	91,7	90,5	89,5	88,7
	5	94,8	90,3	86,7	83,6	81,3	79,7	78,2	77,5	76,9	76,5	76,3
	6	79,8	76,5	73,8	71,6	70,0	69,1	68,2	68,0	67,8	67,8	68,0
	7	69,1	66,6	64,7	63,1	62,0	61,6	61,1	61,2	61,3	61,6	62,1
	C. C.	4,7	7,3	9,8	11,9	14,0	16,2	18,3	20,4	22,5	24,6	26,5

Tabela 2.49 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 1/Irradiação alta/R\$ 1.000,00/kWh, 20 % renovável).

20 % renovável		1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
	3	114,7	113,3	112,3	111,5	110,2	108,4	107,4	106,8	106,1	105,8	105,4
	4	102,0	101,5	101,4	101,3	100,8	99,7	99,3	99,0	98,8	98,9	98,7
	5	94,3	94,5	94,8	95,2	95,1	94,5	94,4	94,4	94,4	94,7	94,8
	6	89,2	89,8	90,4	91,1	91,4	91,0	91,2	91,3	91,5	91,9	92,1
	7	85,6	86,4	87,3	88,2	88,7	88,6	88,8	89,1	89,4	89,9	90,2
	C. C.	63,7	66,2	68,5	70,8	72,5	73,7	74,9	75,9	76,9	78,0	78,8

Tabela 2.50 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 1/Irradiação alta/R\$ 1.000,00/kWh, 40 % renovável).

40 % renovável		1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
	3	144,8	140,4	136,1	131,8	126,9	123,1	120,6	117,8	116,4	115,5	114,7
	4	118,5	116,4	114,1	111,7	108,6	106,3	104,9	103,2	102,5	102,2	102,0
	5	102,8	102,0	101,0	99,6	97,7	96,2	95,4	94,4	94,2	94,2	94,3
	6	92,2	92,4	92,2	91,5	90,3	89,5	89,2	88,6	88,6	88,9	89,2
	7	84,7	85,5	85,9	85,7	85,1	84,7	84,7	84,4	84,7	85,1	85,6
	C. C.	39,6	44,4	48,2	51,2	53,7	55,8	57,7	59,3	60,9	62,3	63,7

Tabela 2.51 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 1/Irradiação alta/R\$ 1.000,00/kWh, 60 % renovável).

60 % renovável		1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
	3	167,5	159,8	154,1	150,9	148,1	144,8	141,9	138,9	136,1	133,2	130,2
	4	130,5	125,7	122,2	120,9	120,0	118,5	117,1	115,6	114,1	112,4	110,6
	5	108,4	105,2	103,1	102,9	103,1	102,8	102,3	101,7	101,0	100,0	98,9
	6	93,6	91,5	90,3	90,9	91,9	92,2	92,4	92,4	92,2	91,7	91,1
	7	83,1	81,7	81,2	82,3	83,9	84,7	85,3	85,7	85,9	85,8	85,5
	C. C.	19,7	23,1	26,5	30,9	35,7	39,6	42,9	45,8	48,2	50,2	52,1

Tabela 2.52 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 1/Irradiação alta/R\$ 1.000,00/kWh, 80 % renovável).

80 % renovável		1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
	3	197,2	185,4	177,0	169,3	163,5	158,5	154,1	151,6	149,6	147,2	144,8
	4	150,6	142,5	136,8	131,6	128,0	124,9	122,2	121,1	120,5	119,6	118,5
	5	122,7	116,7	112,7	109,0	106,7	104,7	103,1	102,9	103,1	103,0	102,8
	6	104,0	99,5	96,6	94,0	92,5	91,3	90,3	90,7	91,5	92,0	92,2
	7	90,7	87,2	85,1	83,2	82,4	81,6	81,2	82,0	83,2	84,1	84,7
	C. C.	10,8	13,5	16,2	18,7	21,5	24,0	26,5	29,7	33,4	36,7	39,6

Tabela 2.53 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 1/Irradiação alta/R\$ 1.000,00/kWh, 100 % renovável).

100 % renovável		1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
	3	228,6	214,8	202,5	192,0	183,7	177,0	170,4	165,7	161,3	157,4	154,1
	4	172,7	162,9	154,3	147,0	141,2	136,8	132,4	129,3	126,6	124,2	122,2
	5	139,1	131,8	125,4	120,0	115,8	112,7	109,6	107,6	105,8	104,3	103,1
	6	116,7	111,0	106,1	102,0	98,8	96,6	94,4	93,0	91,9	91,0	90,3
	7	100,7	96,2	92,4	89,1	86,7	85,1	83,5	82,7	82,0	81,5	81,2
	C. C.	4,7	7,3	9,8	11,9	14,0	16,2	18,3	20,4	22,5	24,6	26,5

Tabela 2.54 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 2/Irradiação alta/R\$ 500,00/kWh, 20 % renovável).

20 % renovável		1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
	3	98,5	98,7	98,5	98,2	98,3	98,3	98,1	97,8	97,7	97,6	97,5
	4	90,1	91,0	91,4	91,6	92,1	92,6	92,8	92,7	92,9	93,1	93,2
	5	85,0	86,3	87,1	87,7	88,5	89,1	89,6	89,7	90,1	90,4	90,7
	6	81,6	83,2	84,2	85,0	86,0	86,8	87,4	87,6	88,1	88,6	88,9
	7	79,2	81,0	82,2	83,1	84,3	85,2	85,9	86,2	86,8	87,3	87,7
	C. C.	64,8	67,6	69,9	71,8	73,8	75,4	76,7	77,5	78,6	79,5	80,3

Tabela 2.55 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 2/Irradiação alta/R\$ 500,00/kWh, 40 % renovável).

40 % renovável		1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
	3	105,1	103,8	102,4	101,2	100,5	99,7	99,2	98,6	98,0	98,4	98,5
	4	88,2	88,4	88,4	88,3	88,5	88,5	88,7	88,8	88,8	89,5	90,1
	5	78,0	79,2	80,0	80,6	81,3	81,8	82,5	82,9	83,3	84,2	85,0
	6	71,2	73,0	74,4	75,4	76,5	77,4	78,3	79,0	79,6	80,7	81,6
	7	66,4	68,6	70,4	71,7	73,0	74,2	75,3	76,2	76,9	78,2	79,2
	C. C.	37,4	42,3	46,4	49,6	52,5	55,0	57,3	59,3	61,2	63,1	64,8

Tabela 2.56 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 2/Irradiação alta/R\$ 500,00/kWh, 60 % renovável).

60 % renovável		1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
	3	113,3	109,7	106,8	106,1	105,8	105,1	104,2	103,5	102,4	101,4	101,0
	4	89,6	87,8	86,4	86,8	87,7	88,2	88,4	88,5	88,4	88,2	88,4
	5	75,4	74,6	74,2	75,3	76,9	78,0	78,8	79,6	80,0	80,3	80,8
	6	65,9	65,9	66,1	67,6	69,7	71,2	72,5	73,6	74,4	75,0	75,8
	7	59,1	59,6	60,3	62,1	64,5	66,4	68,0	69,3	70,4	71,3	72,2
	C. C.	18,4	22,0	25,3	29,0	33,6	37,4	40,8	43,8	46,4	48,6	50,7

Tabela 2.57 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 2/Irradiação alta/R\$ 500,00/kWh, 80 % renovável).

80 % renovável		1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
	3	132,3	124,6	119,1	114,6	111,6	108,9	106,8	106,1	106,0	105,6	105,1
	4	101,7	96,6	93,1	90,3	88,8	87,4	86,4	86,6	87,4	87,8	88,2
	5	83,4	79,8	77,4	75,8	75,1	74,5	74,2	74,8	76,2	77,2	78,0
	6	71,2	68,6	67,0	66,1	66,0	65,9	66,1	67,0	68,7	70,1	71,2
	7	62,5	60,6	59,6	59,1	59,5	59,8	60,3	61,4	63,4	65,0	66,4
	C. C.	10,2	12,5	15,0	17,6	20,4	22,9	25,3	27,9	31,4	34,5	37,4

Tabela 2.58 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 2/Irradiação alta/R\$ 500,00/kWh, 100 % renovável).

100 % renovável		1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
	3	152,9	143,2	135,4	128,9	123,3	119,1	115,4	112,5	110,5	108,3	106,8
	4	115,7	109,0	103,8	99,4	95,7	93,1	90,8	89,2	88,2	87,1	86,4
	5	93,4	88,5	84,8	81,7	79,2	77,4	76,0	75,2	74,9	74,3	74,2
	6	78,5	74,8	72,2	70,0	68,2	67,0	66,2	65,8	65,9	65,8	66,1
	7	67,9	65,0	63,2	61,5	60,3	59,6	59,2	59,2	59,6	59,8	60,3
	C. C.	4,1	6,4	8,9	11,0	13,1	15,0	17,0	19,2	21,4	23,3	25,3

Tabela 2.59 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 2/Irradiação alta/R\$ 1.000,00/kWh, 20 % renovável).

20 % renovável		1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
	3	116,9	115,9	114,4	112,9	111,9	111,0	110,1	109,0	108,3	107,7	107,1
	4	103,9	103,9	103,3	102,6	102,4	102,1	101,7	101,1	100,9	100,7	100,4
	5	96,1	96,6	96,6	96,5	96,6	96,8	96,7	96,4	96,4	96,4	96,4
	6	90,8	91,8	92,2	92,4	92,8	93,2	93,4	93,3	93,5	93,6	93,7
	7	87,1	88,3	89,0	89,4	90,1	90,7	91,0	91,0	91,3	91,6	91,8
	C. C.	64,8	67,6	69,9	71,8	73,8	75,4	76,7	77,5	78,6	79,5	80,3

Tabela 2.60 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 2/Irradiação alta/R\$ 1.000,00/kWh, 40 % renovável).

40 % renovável		1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
	3	142,2	137,5	132,9	129,3	126,6	124,0	122,1	120,0	117,8	117,6	116,9
	4	116,0	113,7	111,3	109,4	108,1	106,8	105,9	104,8	103,7	103,9	103,9
	5	100,3	99,4	98,3	97,4	97,0	96,4	96,2	95,7	95,2	95,8	96,1
	6	89,8	89,9	89,7	89,5	89,5	89,5	89,7	89,6	89,5	90,3	90,8
	7	82,3	83,1	83,5	83,8	84,3	84,6	85,1	85,3	85,5	86,4	87,1
	C. C.	37,4	42,3	46,4	49,6	52,5	55,0	57,3	59,3	61,2	63,1	64,8

Tabela 2.61 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 2/Irradiação alta/R\$ 1.000,00/kWh, 60 % renovável).

60 % renovável		1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
	3	162,5	155,7	150,1	148,0	145,3	142,2	139,1	136,2	132,9	130,2	128,4
	4	126,5	122,3	118,9	118,3	117,4	116,0	114,5	113,1	111,3	109,8	108,9
	5	104,9	102,3	100,2	100,4	100,6	100,3	99,7	99,2	98,3	97,6	97,3
	6	90,4	88,9	87,7	88,5	89,4	89,8	89,9	90,0	89,7	89,4	89,5
	7	80,2	79,3	78,8	80,0	81,4	82,3	82,9	83,4	83,5	83,6	84,0
	C. C.	18,4	22,0	25,3	29,0	33,6	37,4	40,8	43,8	46,4	48,6	50,7

Tabela 2.62 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 2/Irradiação alta/R\$ 1.000,00/kWh, 80 % renovável).

80 % renovável		1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
	3	193,3	181,2	172,2	164,6	159,1	154,2	150,1	148,4	146,7	144,5	142,2
	4	147,5	139,0	132,9	127,9	124,4	121,4	118,9	118,3	117,9	117,0	116,0
	5	120,0	113,7	109,3	105,8	103,6	101,7	100,2	100,2	100,6	100,5	100,3
	6	101,7	96,8	93,6	91,1	89,8	88,6	87,7	88,2	89,1	89,5	89,8
	7	88,7	84,8	82,4	80,6	79,8	79,2	78,8	79,6	80,8	81,7	82,3
	C. C.	10,2	12,5	15,0	17,6	20,4	22,9	25,3	27,9	31,4	34,5	37,4

Tabela 2.63 – Custo e consumo de combustível percentuais em relação aos Casos Base (Curva 2/Irradiação alta/R\$ 1.000,00/kWh, 100 % renovável).

100 % renovável		1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
	3	225,3	210,5	198,3	188,0	179,0	172,2	166,0	160,9	157,2	153,2	150,1
	4	170,0	159,5	151,0	143,7	137,5	132,9	128,8	125,5	123,2	120,7	118,9
	5	136,8	128,9	122,6	117,2	112,6	109,3	106,4	104,2	102,9	101,2	100,2
	6	114,7	108,5	103,6	99,5	96,0	93,6	91,5	90,0	89,3	88,3	87,7
	7	98,9	93,9	90,1	86,9	84,2	82,4	80,9	79,9	79,6	79,0	78,8
	C. C.	4,1	6,4	8,9	11,0	13,1	15,0	17,0	19,2	21,4	23,3	25,3

No caso do sistema apenas com geração a diesel, apesar do menor investimento inicial, o custo do sistema é mais sensível a fatores que não estão sob controle dos operadores do sistema, como as variações de carga e também as variações no preço do combustível, o que traz riscos ao projeto. Assim, o planejamento dos custos de operação é difícil de ser estimado.

O gerador a diesel pode ser uma opção quando um local em particular não é adequado do ponto de vista do recurso primário para certa tecnologia. Por exemplo, nos casos onde foram apresentadas as simulações para o local com perfil de irradiância baixa, o fornecimento com gerador a diesel era o mais barato. Ressalta-se, contudo, que as simulações consideraram sistemas fotovoltaicos para geração renovável, o que não precisa ser necessariamente o caso. Poder-se-ia buscar outras fontes com maior recurso primário para adequar-se a casos como estes.

A tecnologia a ser utilizada, porém, deve ser uma tecnologia confiável e com disponibilidade no mercado. A utilização de tecnologias muito novas, para valer-se de algum recurso primário disponível no local, deve levar em consideração que a monitoração sobre o sistema e a capacidade de atuação e reparo sobre ele deve ser melhorada, para compensar o risco adicionado pelo uso de uma tecnologia não madura.

Em contrapartida, os sistemas utilizando energia renovável são mais robustos a variações que afetam o fornecimento de energia. Das tabelas pode-se notar que quanto maior a participação de energia renovável, maior a robustez do sistema perante variações de carga e preço do combustível. Embora o recurso primário seja estocástico e não possa ser assegurado a qualquer momento, a variação anual é previsível e relativamente constante, e as variações instantâneas podem ser absorvidas pelo banco de baterias ou pelo gerador a diesel, que garantem o despacho de energia do sistema.

O custo do sistema de armazenamento ainda se configura como um obstáculo para sistemas utilizando geração renovável, pois implica em investimentos iniciais elevados quando comparados com estratégias utilizando apenas o gerador a diesel. O banco de baterias representa o componente mais caro do sistema de geração renovável ao longo do ciclo de vida, de forma que os custos são fortemente dependentes da sua capacidade. As baterias possuem necessidade de troca de pelo menos uma vez durante o tempo de vida do sistema, mesmo que a profundidade de descarga média seja menor que 10 %, o que representaria uma subutilização do sistema de armazenamento. A vida útil das baterias depende, principalmente, da sua profundidade de descarga média. Neste ponto, a coincidência entre carga e geração

afeta os custos do sistema, pela maior depreciação causada às baterias quando não há coincidência entre geração e demanda.

Nota-se que nos casos onde há pouca penetração de energia renovável, os resultados são sensíveis a diversos fatores como: número de ocasiões que o gerador a diesel atua, o carregamento do gerador a diesel em cada uma dessas situações e a capacidade do gerador fotovoltaico. Assim, há situações nas quais a curva de demanda menos coincidente possui um consumo de combustível menor do que a curva mais coincidente, contrário ao que seria esperado. Isto pode ocorrer pelo fato do gerador a diesel operar com carregamento menor, e consequentemente menos eficiente, um maior número de vezes. Para os casos onde há maior penetração do gerador fotovoltaico e do banco de baterias, ou seja, menor consumo de combustível os resultados esperados, onde há maior coincidência entre geração e demanda, ocorreram.

Valores em torno de 50 % de penetração de energia renovável para suprir a demanda parecem ser os mais adequados para os casos nos quais o custo do armazenamento é R\$ 1.000,00/kWh e para lugares com três ou mais horas de sol pleno para o pior mês de recurso primário. No caso dos cenários simulados para o perfil de irradiação baixo, o sistema fotovoltaico possui pouco recurso para suprir a carga, o que aumenta o consumo de diesel e subutiliza a capacidade do par gerador-bateria em quase todo o ano.

Para os casos nos quais os custos para o sistema de armazenamento são de R\$ 500,00/kWh, estratégias que consideram entre 60 % a 80 % de geração renovável tornam-se mais atrativas, mantendo robustez considerável à variação do preço do diesel e ao aumento de demanda. A opção pela utilização de 100 % renovável só começa a tornar-se atrativa para os casos em que a variação de carga é muito elevada, chegando a 200 % da carga estimada inicialmente para o sistema.

Ressalta-se que isto ocorre pelo fato de que em certos momentos do ano o recurso primário é tão baixo, que, para fornecer energia somente pelo sistema de geração renovável, o sistema operaria subutilizado em quase todo o resto do ano. O benefício marginal do aumento de capacidade do gerador fotovoltaico ou do banco de baterias é quase nulo para estas ocasiões. Nestes momentos, o uso do gerador a diesel é importante para garantir o fornecimento do serviço, pois somente com preços muito baixos do sistema de geração renovável e das baterias, configurações com 100 % seriam favoráveis.

Nota-se também que a diminuição do consumo de combustível não apresenta uma relação linear com o aumento da penetração do sistema fotovoltaico com armazenamento.

Isso se deve ao fato de que em certos momentos do ano o recurso primário é muito baixo e há a necessidade do gerador à diesel para atender à carga.

2.4 Integração de MIGDI

A seção anterior apresentou de que forma fatores como aumento de demanda, variação do recurso primário e variação dos custos de combustível e banco de baterias afetam os custos dos sistemas, levando a situações onde as estimativas feitas quando da implantação do sistema perdem sua utilidade. Para lidar com as incertezas, algumas abordagens podem ser utilizadas como: o sobredimensionamento do sistema durante a implantação, o uso de sistemas individuais (SIGFI) para abordar as variações na demanda, o uso de uma fonte despachável, ou a integração de MIGDI.

O sobredimensionamento do sistema de geração desde o início tem o problema de aumentar os investimentos iniciais, que já são elevados quando se considera MIGDI, para uma infraestrutura que pode ou não ser usada. Esta abordagem tem a inconveniência de supor como a demanda aumentará ao longo do tempo, o que pode não ser verdade e tornar o investimento adicional inadequado.

O uso de SIGFI para suprir a carga adicional pode ser uma opção para suprir pequenas cargas ou quando, devido a alguma impossibilidade, o MIGDI não possa ser estendido ao novo consumidor. No entanto, o novo sistema permanece isolado do resto e geralmente é menos robusto, por não compartilhar infraestrutura.

Uma fonte despachável, como um gerador a diesel, é desejável em MIGDI, para fornecer períodos de baixa disponibilidade de recursos primários e reduzir os riscos associados a fontes intermitentes, como a fotovoltaica, por exemplo. No entanto, a opção com o gerador a diesel para suprir os aumentos da demanda aumenta o custo operacional do sistema e sua sensibilidade com a logística e o preço do transporte de combustível, como dito anteriormente. Embora o uso do gerador a diesel possa ser uma opção por um período curto, no longo prazo os custos operacionais aumentariam consideravelmente e, como mencionado anteriormente, o serviço seria muito mais dependente da logística de fornecimento de combustível.

O cenário de incerteza, no qual sistemas para comunidades isoladas geralmente está compreendido, leva à conclusão de que ser capaz de atuar perante situações imprevistas é tão importante quanto um dimensionamento adequado no início. Isso implica que o sistema de geração e distribuição deve ser projetado com um nível de flexibilidade, para descartar a

impossibilidade de uma eventual expansão. Garantir a possibilidade de realimentação da fase de operação permite o ajuste adequado do mesmo para perturbações e novas situações. Além disso, em se tratando de eletrificação rural, deve-se também avaliar a robustez da solução encontrada, assegurando-se que a solução encontrada não seja muito suscetível a variações que podem ocorrer devido a diversos fatores, como por exemplo a variação no preço do combustível ou o aumento da carga.

Para que um único MIGDI atenda a demanda em todos os momentos, ele precisa de capacidade de geração/armazenamento para atender picos de carga que raramente ocorrem, aumentando os já altos investimentos iniciais deste tipo de sistema. Nesse sentido, a integração de MIGDI em um *cluster* pode representar uma maneira adequada para enfrentar os riscos envolvidos e até obter níveis mais altos de confiabilidade e eficiência do que aqueles obtidos por um sistema de geração única. Assim, os sistemas de geração de MIGDI adicionais poderiam ser menores do que aqueles que seriam necessários se os novos MIGDI fossem isolados, devido à capacidade de compartilhar os recursos. Isto diminui alguns dos riscos envolvidos com o dimensionamento do sistema para projetos de eletrificação rural, dando mais flexibilidade para que a solução seja feita para encaixar-se a novos cenários durante a fase de operação. É importante mencionar que o uso de uma abordagem não exclui necessariamente as outras. Uma solução otimizada pode ser encontrada mesclando as abordagens de acordo com o caso.

No entanto, a aplicação de tais topologias ainda não superou todas as dificuldades e barreiras. É importante mencionar que o controle de tais topologias é mais complicado. Os inversores formadores de rede precisam coordenar suas operações para gerenciar a troca de energia entre os MIGDI de uma forma adequada. Ainda há perguntas a serem respondidas sobre como lidar com as especificidades e os aspectos operacionais envolvidos com esses tipos de sistemas, que são fundamentais para a sustentabilidade em longo prazo da operação do sistema. Apenas recentemente atenção foi dada à integração de MIGDI em um *cluster* para operação conjunta. Por exemplo, AZAZA & WALLIN (2017) apresentam uma abordagem para otimizar um sistema multi-minirredes usando a técnica de otimização por enxame de partículas (*particle swarm*). KORAZ & GABBAR (2017) apresentam uma análise de risco para multi-minirredes de energia conectadas à rede.

2.4.1 Configurações testadas

Foram testadas duas condições de operação de interconexão de MIGDI. A Figura 2.9 e a Figura 2.10 apresentam as duas condições testadas em laboratório (mais detalhes da infraestrutura existente são apresentados no capítulo 5). Na condição apresentada na Figura 2.9, todos os MIGDI estão conectados a uma fonte despachável (neste caso o gerador a diesel). Nessa situação, a troca de energia entre os MIGDI, embora teoricamente possível, constitui-se como uma ação perigosa, pois pode ocasionar a injeção de energia no gerador a diesel (motorização), o que pode danificá-lo. Esta topologia é mais adequada quando a fonte despachável é a rede, ou seja, para minirredes no ambiente urbano, onde cada sistema poderia injetar o excesso de energia na rede. No entanto, este não é o caso da maioria dos projetos de eletrificação rural.

Figura 2.9 – Configuração testada no laboratório. Todos os MIGDI ligados ao barramento do gerador a diesel.

Figura 2.10 – Configuração testada no laboratório. Duas hierarquias de operação.

Para projetos de eletrificação rural, a situação descrita na Figura 2.10 é mais adequada. Nessa situação, existem dois níveis de MIGDI. O primeiro nível (neste caso, formado pelo MIGDI 1) cria uma situação para os outros sistemas que se assemelha a conectá-los à rede convencional. Os MIGDI 2, 3 e 4 estão conectados como carga do MIGDI 1 e podem injetar o excesso de energia no banco de baterias do MIGDI 1 ou o excesso pode ser usado para suprir cargas.

O gerador a diesel é diretamente controlado pelo MIGDI 1. No entanto, os outros MIGDI também possuem um controle indireto sobre o gerador a diesel, uma vez que são cargas que podem fazer com que o gerador a diesel seja acionado por meio do MIGDI 1. Nesta situação, deve-se dar atenção à parametrização de todos os MIGDI, para evitar desconexões indesejáveis entre sistemas ou o desperdício do potencial para despachar o excesso de energia.

Os novos recursos que estão sendo introduzidos em inversores formadores de rede permitem novas topologias para a operação de minirredes. A capacidade de interconectar

minirredes e até mesmo empilhá-las em uma hierarquia melhora a sustentabilidade e a robustez do sistema. O fato de que inversores híbridos (com baterias) estão ganhando o mercado de sistemas conectados contribui para a diminuição dos preços desses equipamentos e ajuda na utilização destes equipamentos em sistemas isolados para eletrificação rural. À medida que novas tecnologias são disponibilizadas no mercado, novas formas de solução podem ser postas em prática para fornecer um serviço. No caso de sistemas isolados, é importante que, como dito anteriormente, o sistema seja modular e expansível. Utilizar equipamentos que não permitam interação com outros disponíveis no mercado oferece riscos ao projeto, mesmo que os equipamentos possam configurar-se como uma solução completa e adequada à situação em dado momento.

2.4.2 Arranjo experimental

A fim de comparar as duas topologias avaliadas (topologia de um nível e topologia de dois níveis), testes foram realizados considerando três cenários chamados de: Caso 1, Caso 2 e Caso 3. Para o Caso 1, os MIGDI foram montados em uma topologia de um nível. Para o Caso 2 e o Caso 3, os MIGDI foram conectados para operar como um sistema de dois níveis.

No Caso 2, uma geração distribuída de 2,1 kW foi conectada ao lado da saída do MIGDI 2 e os MIGDI foram parametrizados para conectar-se entre si. No Caso 3, uma geração distribuída de 1 kW foi conectada ao lado de saída do MIGDI 2. Embora a topologia do sistema permaneça a mesma apresentada para o Caso 2, os MIGDI não foram adequadamente parametrizados para permitir a injeção de energia de um MIGDI para o outro. Isso foi feito para enfatizar a necessidade de uma adequada parametrização de todos os MIGDI, considerando o sistema em dois níveis como um todo.

Maiores detalhes da configuração utilizada nos testes para o Caso 2 e o Caso 3 são apresentados na Figura 2.11. Para a finalidade dos testes, a geração distribuída do MIGDI 2 foi emulada pela saída de um inversor de conexão à rede alimentado por um emulador de gerador fotovoltaico. Este arranjo foi conectado ao lado da carga do MIGDI 2, garantindo um ambiente controlado para os experimentos. O MIGDI 2 foi então conectado ao lado da carga do MIGDI 1.

Figura 2.11 – Arranjo experimental para o Caso 2 e para o Caso 3.

2.4.3 Resultados Experimentais

Todos os resultados são apresentados em valores por unidade e as bases do sistema são mostrados na Tabela 2.64.

Tabela 2.64 – Bases do sistema.

Pot. Ativa (Pca)	Pot. Reativa	Estado de carga (SoC)	Tensão	Frequência	Irradiância
5 kW	5 kvar	100%	220 V	60 Hz	1000 W/m ²

Quando todos os MIGDI estão conectados em topologia de um nível, a injeção de potência na fonte é indesejada, no caso de sistemas isolados, pois pode danificar a fonte (geralmente um gerador Diesel). Em tais situações, a potência reversa é geralmente bloqueada pelos inversores formadores de rede, os quais devem desconectar-se da fonte externa se uma pequena quantidade de potência reversa for medida. A Figura 2.12 apresenta a operação do MIGDI 1 quando todos os MIGDI possuem a mesma fonte externa (gerador Diesel). A geração distribuída do MIGDI 1 (gerador fotovoltaico) injeta energia na bateria (valores negativos são considerados como potência sendo injetada na bateria) até que a bateria esteja completamente carregada. Apesar de haver recurso primário para o gerador fotovoltaico, a potência injetada é limitada, através do aumento de frequência, pois não há uso para este potencial de produção. Nesta situação, o único benefício da interligação é o de que todos os MIGDI podem compartilhar a mesma fonte externa, mas a troca de energia entre minirredes

não seria recomendável por razões de segurança, as quais, em contrapartida, diminuem os benefícios da interconexão.

Figura 2.12 – Operação do MIGDI 1 quando todos os MIGDI conectam-se à mesma fonte.

No caso 2, a geração distribuída do MIGDI 2 carrega as baterias do MIGDI 1, como mostrado na Figura 2.13. Uma parcela pequena da potência ainda é injetada nas baterias do MIGDI 2 até que esta esteja completamente carregada.

Uma queda na injeção de potência ativa ocorreu devido a injeção de potência reativa no PAC, como mostrado na Figura 2.14. Potência reativa estava sendo injetada devido ao uso de um transformador para acoplar o MIGDI 1 ao PAC, o que causou uma mudança no ponto de operação do inversor de conexão à rede para fornecer potência reativa.

Figura 2.13 – Troca de potência entre MIGDI (Caso 2).

Figura 2.14 – Perfil de frequência, tensão e potência reativa para o Caso 2.

Durante este período não houve variação perceptível de frequência, contudo houve um aumento de tensão no PAC de 6%. Isto aponta para o fato de que apesar de que potência pode ser injetada nos outros MIGDI, pode haver deterioração da qualidade de energia no PAC devido ao excesso de geração, similar ao que pode ocorrer em sistemas de distribuição convencionais com alta penetração de geração distribuída.

Como dito anteriormente, a bateria do MIGDI 1 funciona como uma camada de segurança que impede que energia seja injetada no gerador Diesel. Se os MIGDI tivessem sido colocados na topologia de um nível e medidas para bloquear potência reversa não tivessem sido adotadas, tal operação representaria um risco para o caso de sistemas isolados, pois os MIGDI poderiam “ver” o gerador Diesel como uma carga, principalmente quando o gerador Diesel é desligado. Durante o período no qual o rotor está desacelerando, o controle dos MIGDI pode perceber uma queda de frequência e tentar injetar potência no gerador Diesel.

Na Figura 2.15, é mostrado que a parametrização adequada da topologia com dois níveis deve considerar o sistema como um todo. De outra forma, os benefícios de tal topologia podem ser limitados. Na situação mostrada na Figura 2.15 (Caso 3), apesar de haver potencial para geração no MIGDI 2, este não injeta potência no MIGDI 1. Em vez disso, o MIGDI 2 limita a potência causando um aumento de frequência no ponto onde o inversor de conexão à rede é conectado. A limitação de potência e o aumento de frequência podem ser observados na Figura 2.15 e na Figura 2.16 respectivamente. Nesta situação, não há aumento perceptível de tensão no ponto de acoplamento com o inversor de conexão à rede, pois a tensão na saída do inversor bi-direcional do MIGDI 2 é a referência do sistema, o mesmo não ocorre no caso

2. A Figura 2.17 apresenta qualitativamente o comportamento da tensão para os Caso 2 e Caso 3.

Figura 2.15 – Limitação de potência devido à não conexão entre MIGDI 2 e MIGDI 1.

Figura 2.16 – Perfis de frequência e tensão para o caso 3.

Figura 2.17 – Perfil de tensão para a topologia em dois níveis.

3 MINIRREDES EM OPERAÇÃO CONECTADA

Devido à demanda cada vez maior por eletricidade, ao envelhecimento dos ativos dos sistemas de distribuição e ao cenário competitivo do mercado da energia, o sistema de distribuição é muitas vezes operado em condições de alto carregamento (AMANULLA; CHAKRABARTI; SINGH, 2012) e a abordagem das concessionárias para tais situações geralmente considera poucas opções, que são principalmente restritas aos reforços de subestações e alimentadores. Nos últimos anos, no entanto, muitas mudanças ocorreram na forma como a eletricidade pode ser gerada e distribuída e, portanto, as oportunidades de usar recursos energéticos locais disponíveis de forma mais eficiente e reduzir custos operacionais estão cada vez mais ao alcance dos envolvidos com a distribuição de energia elétrica. Dados os custos associados à geração e reforço para atender a picos de demanda que raramente ocorrem, pode haver um potencial para alternativas diferentes daquelas baseadas inteiramente no aumento de capacidade.

Algumas características do sistema de distribuição motivam a integração de diferentes elementos como, geradores distribuídos, cargas e armazenamento, na forma de uma minirrede, para aumentar a capacidade de gerenciamento de potência e, com isso, aumentar a confiabilidade de partes de sistema de distribuição. Estes novos recursos podem desempenhar um papel importante, trabalhando conjuntamente com a geração centralizada. Além disso, o uso de armazenamento pode ser uma forma de absorver o excesso de energia produzida (ou aquilo que poderia ser produzido) por fontes não despacháveis em momentos de baixo consumo.

O gerenciamento melhorado de energia aumenta os níveis aceitáveis de penetração e potencializa os benefícios de fontes de energia não despacháveis, uma característica comum de sistemas de geração distribuída (GD), como a fotovoltaica, que atualmente corresponde à tecnologia mais utilizada para geração distribuída no Brasil, segundo dados da ANEEL (ANEEL, 2017), e também permite uma melhor integração de novos nichos emergentes, que de outra forma poderiam constituir-se como um fardo ao sistema, como veículos elétricos, possibilitando um aumento do acoplamento entre infraestruturas e permitindo recirculação de recursos. Isso faz com que a utilização de recursos pelos elementos que compõem o sistema elétrico seja mais eficiente, pois diminui o tempo em que as infraestruturas operam de forma ociosa, o que pode representar economias consideráveis em investimento. Por exemplo, no

caso de veículos elétricos, os usuários poderiam usar a bateria do veículo para vender ou usar energia de alto valor em momentos de necessidade, ou prestar serviços à rede.

Segundo BUSH (2014), minirredes surgiram pela necessidade de reduzir a complexidade criada pela adição de geração distribuída. O autor argumenta que em vez de adicionar recursos distribuídos de uma maneira *ad hoc* poder-se-ia atribuir maior simplicidade e modularidade para projetar sistemas elétricos de potência, com elementos distribuídos, pela adoção de uma abordagem em nível de sistema, que criasse diversos blocos independentes. E de fato, as minirredes aumentam os níveis de penetração de elementos distribuídos, pela sua capacidade melhorada de gerenciamento. Entretanto, a redução da complexidade da inserção de elementos distribuídos somente iria ser observada após a maturidade desta abordagem, principalmente em um cenário onde estes elementos distribuídos pertencem a operadores com interesses próprios.

No caso de operação interligada ao sistema elétrico, a minirrede se apresenta como uma unidade controlada que atende as necessidades locais de confiabilidade de serviço e segurança, além de poder flexibilizar sua operação (despacho de energia, operação isolada, entre outros aspectos) dependendo das necessidades do sistema elétrico principal. Essa forma de operar partes do sistema de distribuição pode trazer benefícios às distribuidoras de energia elétrica, propiciando a redução do carregamento dos alimentadores em regiões com alta densidade de carga, redução de perdas, alívio de períodos de pico de carga, suporte de tensão, suporte de frequência, recuperação de falhas e, em alguns casos, postergação de investimentos na expansão do sistema de distribuição, além de benefícios ambientais com a redução de emissões.

Vale ressaltar que os benefícios potenciais de minirredes devem ser analisados cuidadosamente. A capacidade de adiar investimentos nos sistemas de distribuição e dar suporte à qualidade de energia da rede deve ser avaliada caso a caso. O sistema de distribuição não foi originalmente projetado para acomodar o fluxo de energia em todas as direções e a transição de uma rede elétrica unidirecional para bidirecional ainda está em andamento. A rede de distribuição não pode acomodar qualquer quantidade de penetração de elementos ativos e, sem medidas e procedimentos adequados, a ampla penetração de tais componentes pode produzir efeitos indesejados, como contribuir para aumentar os níveis de distorção harmônica de tensão, reduções da vida útil dos componentes do sistema, criação de sobretensões em alimentadores de distribuição ou subutilização de benefícios. Se regras claras, sejam elas de ordem técnica ou regulatória, não forem criadas para a penetração de

elementos ativos na rede de distribuição, estes podem ser mais parte do problema do que da solução.

3.1 Definição de minirredes em operação conectada

Não há uma definição conclusiva para minirrede que a caracterize completamente e este tema ainda está aberto a debate. Apesar das várias formas de definição de minirredes presentes na literatura, algumas características como fontes distribuídas (normalmente de pequeno porte) e capacidade de trabalhar em ilha (*islanded mode*) estão quase sempre presentes e, neste trabalho, são consideradas como as mais importantes para a definição de minirredes, pois as diferenciam de redes de distribuição convencionais com geração distribuída (redes ativas). Neste trabalho, minirredes são definidas como unidades autônomas que podem trabalhar conectadas ou isoladas e possuem geração, armazenamento e consumo próprios. Assim, gerenciamento pelo lado da demanda, existência de controle centralizado, obtenção de créditos de carbono, infraestrutura dedicada de comunicação, entre outros, são considerados como acessórios que podem ou não existir. A possibilidade da minirrede trabalhar em modo de ilha traz benefícios, ao aumentar a confiabilidade e qualidade do serviço de distribuição. Para a concessionária isso pode proporcionar a possibilidade de diminuição de picos de demanda e/ou deslocamento de parte da demanda para outros horários.

As figuras 3.1, 3.2 e 3.3 apresentam a evolução das topologias de operação dos sistemas de distribuição de energia elétrica. Nelas são apresentados a inserção gradativa de elementos ativos e o fluxo de potência em cada uma das formas de organização. Na Figura 3.1 é apresentada a forma mais convencional de organização, onde o fluxo de potência segue apenas uma direção.

Figura 3.1 – Rede passiva.

A Figura 3.2 apresenta um segundo estágio do sistema de distribuição: as redes ativas com geração distribuída. Este estágio está se tornando cada vez mais relevante à medida que uma maior quantidade de geração distribuída vem entrando nas redes de distribuição. Nesta situação, o fluxo de potência é bidirecional. Contudo, o gerenciamento de energia é limitado e os geradores distribuídos não podem formar ilhas, por questões de segurança e também porque em muitos casos eles não seriam fontes estáveis de energia. Apesar de capacidade limitada para gerenciamento da energia gerada, os inversores utilizados atualmente para o acoplamento de geradores distribuídos, como o fotovoltaico, por exemplo, são capazes de oferecer serviços ancilares à rede elétrica (principalmente controle do fator de potência para evitar sobretensões no ponto de acoplamento).

Figura 3.2 – Rede ativa com geração distribuída.

A Figura 3.3 apresenta a concepção das redes de distribuição com blocos de distribuição controláveis e autônomos: as minirredes. Nesta topologia, além do fluxo bidirecional, há também partes da rede de distribuição que podem trabalhar em ilhas, gerar e armazenar energia. Esta topologia, tipicamente, possibilitaria um gerenciamento melhorado da energia gerada e/ou comprada, armazenada e utilizada. As minirredes, além de possuírem geração, também possuem capacidade de despacho de energia e controle sobre uma parcela da demanda, que é vista pelo sistema de distribuição principal (podendo desconectar-se para aliviar o sistema em períodos de pico de carga, por exemplo), o que leva mais adiante os benefícios que podem ser oferecidos às redes elétricas, quando comparados com aqueles de geração distribuída em redes ativas. Ressalta-se também que as minirredes dentro do sistema de distribuição não precisam necessariamente estar conectadas diretamente ao sistema de distribuição principal, sendo possível a existência de vários níveis hierárquicos com minirredes dentro de minirredes, como exemplificado na Figura 3.3.

Figura 3.3 – Rede ativa com geração distribuída e minirredes.

No entanto, essas mudanças ainda levarão tempo para ocorrer. Especialmente nos países em desenvolvimento, espera-se que os equipamentos antigos dos sistemas de distribuição ainda funcionem por vários anos. Muitas das capacidades de redes inteligentes não alcançaram o nível comercial e ainda estão em fase de pesquisa ou projetos pilotos. Desta forma, as redes de distribuição ainda passarão por um longo processo de mudanças para incorporar todas as novas funcionalidades. Durante esta fase de adaptação, muitas barreiras precisam ser superadas. Estas barreiras não se limitam a fatores de ordem técnica, mas também econômica, mercadológica e política, e afetam os interesses de muitos agentes ligados ao setor elétrico. TAO *et al.* (2011) e SOSHINSKAYA *et al.* (2014) apresentam trabalhos voltados para aspectos e dificuldades quando da implementação de minirredes.

Ainda assim, mesmo que todas as dificuldades técnicas e regulatórias sejam sanadas, a comercialização de minirredes ainda será bastante dependente da redução dos custos de produção de várias formas de geração distribuída e armazenamento de energia, e das condições de mercado do local de inserção, seja no mercado de energia, seja no mercado de serviços ancilares.

3.2 Considerações sobre a operação conectada de minirredes

No contexto de operação de minirredes, muitos agentes irão emergir e/ou mudar sua forma de interagir com a rede elétrica e mesmo entre si. Mesmo os consumidores residenciais poderão passar de uma interação passiva para uma mais ativa, com a inserção de características como gerenciamento pelo lado da demanda ou geração distribuída.

Este novo contexto necessitará de uma plataforma com regras claras para agregar os diversos agentes, de maneira a permitir sua coexistência. Para que os agentes possam interagir, eles devem se sentir seguros para tal. Esta interação se dará de diversas maneiras, por vezes de forma cooperativa e por vezes de forma competitiva. Como todos os agentes envolvidos possuem seus próprios interesses, é difícil pensar em um modo de operação que satisfaça a todos.

A otimização global da topologia do sistema, e mesmo de sua operação, frequentemente não será a condição ótima para cada uma das partes envolvidas e, neste âmbito, barreiras são impostas, devido à diferença de interesses dos envolvidos em diversos campos, sejam eles técnicos, econômicos ou regulatórios.

A Figura 3.4 apresenta os diversos agentes que irão interagir nesta topologia de operação. Ressalta-se que os agentes podem ser formados pela agregação de alguns dos elementos e também podem ocupar mais de uma hierarquia. Os agentes trocam informação, fornecendo dados sobre *set points* de operação, disponibilidade de recursos e valores de preços para a energia vendida e comprada. Na Figura 3.4 a agência reguladora não troca diretamente informações com os elementos do sistema, mas estabelece as regras sob as quais os elementos podem interagir e também monitora o cumprimento destas regras.

A seguir são apresentados alguns aspectos relacionados a minirredes em operação conectada. Estes aspectos são tratados aqui de forma separada; porém eles não devem ser vistos como tal, possuindo acoplamento entre si, e medidas tomadas em qualquer deles poderão se refletir nos demais.

Figura 3.4 – Fluxo de informações entre os diversos elementos do sistema.

3.2.1 Aspectos técnicos

As funcionalidades associadas com as minirredes requerem a inserção de equipamentos que ainda são relativamente novos no sistema de distribuição e/ou a modernização de outros que são utilizados há bastante tempo e, com os quais as concessionárias já estão acostumadas a lidar. As tecnologias associadas com as funcionalidades de uma minirrede ainda estão passando por uma fase de amadurecimento para que possam trabalhar em conjunto de maneira adequada. Esses problemas estão associados à durabilidade, manutenção, *software* de coordenação entre elementos, e funcionalidades necessárias à operação, de modo que pesquisas ainda são necessárias para que se atinja um grau de maturidade adequado, não somente da tecnologia em si, mas também dos recursos humanos associados com a instalação, operação e manutenção de tais minirredes. MOCELIN (2014), por exemplo, apresenta um trabalho associado com a formação de recursos humanos. Embora o trabalho seja mais direcionado para minirredes isoladas com sistemas fotovoltaicos, muitos dos conceitos abordados são análogos à operação de minirredes conectadas que utilizam outras fontes de energia e pode funcionar como ponto de partida para concessionárias de energia elétrica.

As minirredes possuem características que dificultam ou até mesmo inviabilizam a utilização de técnicas já consagradas para proteção, controle de potência e manutenção da qualidade de energia nos diversos nós da rede. Dentre as principais questões técnicas estão: a

comutação entre modos de operação (conectado ou isolado), as técnicas de controle de potência em redes de distribuição, as proteções, a infraestrutura para a conexão de novos elementos e a coordenação de operação entre eles.

3.2.1.1 Modo de operação dual

O modo de operação dual é uma das características mais importantes das minirredes conectadas. A comutação entre modos pode ocorrer de duas formas: início autônomo (*black start*), no qual a minirrede inicia sua operação em modo de ilha sem a necessidade de uma referência de tensão e frequência, e onde geralmente se permite um curto período de interrupção de fornecimento; e não-aparente (*seamless*), onde a mudança entre modos é feita de maneira rápida, sem que haja perda de fornecimento na minirrede. Apesar da mudança não-aparente ser preferível, pois não implica em desligamentos indesejáveis do lado da minirrede, a capacidade de *black start* é sempre desejável, pois deve atuar caso o processo de mudança não-aparente falhe (SOSHINSKAYA *et al.*, 2014; TAO; SCHWAEGERL; NARAYANAN, S, ZHANG, 2011).

A velocidade de atuação dos processos de desconexão/reconexão, associada com a consequente coordenação que este processo requer, torna-o não trivial. Desta forma, controles de frequência e tensão são necessários para manter a estabilidade da minirrede, devido à mudança brusca de carga que se segue ao processo de desconexão/reconexão, o que pode levar ao colapso do sistema, devido à incapacidade da geração acompanhar adequadamente a demanda. Uma possível solução para este problema é a utilização de armazenamento, para suavizar essas rampas de variação de corrente (LOPES *et al.*, 2006; TAO; SCHWAEGERL; NARAYANAN, S, ZHANG, 2011), durante as quais a minirrede poderia gradativamente assumir a carga e, com isso, fazer a desconexão sob baixo carregamento da rede principal.

Na presença de condições anormais, como faltas, o controle é mais complicado, pois não há tempo para uma troca de carga suave. A minirrede deve se desconectar da rede convencional e entrar em modo de ilha. Se a minirrede estiver trocando energia com a rede convencional antes da desconexão, ações de controle devem ser tomadas para equilibrar geração e carga, garantindo a estabilidade do sistema em face a variações. Como a troca entre modos ocorre de forma rápida, com uma pequena janela de tempo para atuação, novamente os controles devem ser implementados em nível de componente e não no nível de supervisão e controle (de forma que não necessite de infraestrutura dedicada à comunicação).

3.2.1.2 Controle de potência e qualidade de energia

O controle de potência em minirredes e a manutenção dos níveis de qualidade de energia são aspectos que devem ser cuidadosamente avaliados, principalmente quando da operação isolada, pois neste caso o sistema é menos robusto a perturbações. Os geradores distribuídos possuem pouca inércia para absorver faltas e variações bruscas de potência, diferentemente de grandes sistemas centralizados, e este aspecto pode ter implicações na garantia da estabilidade do sistema.

Os recursos distribuídos conectados às minirredes devem possuir controle robusto, para manter a continuidade do serviço perante perturbações, permitindo a sua permanência em operação mesmo quando da ocorrência de faltas consideradas como pouco graves. Esta característica é conhecida como *fault ride-through*, onde geralmente são estabelecidos os limites de tensão em função do tempo para que a geração distribuída se desconecte. Em operação isolada, a desconexão de uma geração distribuída poderia causar um efeito cascata e levar o sistema ao colapso.

Além disso, a aplicação de técnicas para o balanço de potência entre geradores se torna mais complicada, pelo acoplamento existente, em linhas de distribuição, das potências ativa e reativa com a tensão e a frequência do sistema, e pelas componentes harmônicas presentes na rede, o que difere dos procedimentos usualmente utilizados pelos operadores das redes e tornam estratégias conhecidas como *droop control* menos eficazes (ROCABERT *et al.*, 2012).

A qualidade de energia é outro aspecto de grande importância a ser considerado e refere-se a padrões que devem ser mantidos para que se possa garantir um bom funcionamento do sistema. No caso de minirredes, a qualidade das características do sinal de tensão (amplitude, frequência e distorção harmônica) pode ser deteriorada pelo chaveamento dos conversores para acoplamento e formação de rede através da introdução de componentes harmônicas e inter-harmônicas.

3.2.1.3 Proteção

A proteção de minirredes também traz problemas à operação, por se desviar da filosofia conhecida dos sistemas de proteção convencionais. Normalmente, as proteções de sistemas de potência são baseadas na detecção de altas correntes de curto-circuito, capazes de ser fornecidas por máquinas síncronas. Contudo, as minirredes em muitos casos utilizam conversores eletrônicos caracterizados por baixa inércia térmica, e baixa capacidade de curto-circuito e, por isso, podem fazer com que as proteções não atuem, ou prejudicar a

coordenação das proteções (SOSHINSKAYA *et al.*, 2014). Por outro lado, a utilização de inversores de resposta rápida e menor capacidade de fornecimento de corrente à falta pode diminuir os custos com equipamentos de proteção, pela diminuição do valor nominal das capacidades de falta que estes últimos devem suportar (BASAK *et al.*, 2012).

O principal problema é encontrar uma solução que atenda aos requisitos tanto da operação conectada quanto da isolada. Uma possível solução é a utilização de relés que se adaptem ao modo de operação (mudem seus *setpoints*); porém, isso cria a necessidade de uma infraestrutura de comunicação confiável e rápida. Segundo TAO *et al.* (2011), atender aos requerimentos da operação conectada, da operação isolada e da transição entre os dois modos é um dos desafios associados com a operação de minirredes.

3.2.1.4 Controle dos elementos distribuídos

O controle distribuído é uma característica que vai sendo incorporada cada vez mais às redes de distribuição e transmissão de energia. À medida que uma maior quantidade de agentes passa a fazer parte ativa do sistema elétrico, torna-se muito complicado controlar a ação de todos os agentes (até mesmo porque estes podem possuir interesses conflitantes) e, desta forma, faz-se necessário que cada agente possua certa flexibilidade para atuar dentro do ambiente no qual está inserido. Contudo, controle distribuído e controle hierarquizado não são excludentes e, de fato, dificilmente o sistema elétrico trabalharia baseado em apenas uma destas abordagens. Os sistemas possuiriam características de ambas as abordagens, diferindo em proporção. Desta forma, os operadores dos sistemas de distribuição seriam responsáveis pela propagação de comandos para controle e regras para interação de agentes distribuídos. Contudo, ainda não há uma abordagem conclusiva sobre quais comandos e quais regras devem ser passadas.

Devido à possibilidade de integração de vários componentes, como geradores distribuídos, armazenamento distribuído, e câmbio de modo de operação, o controle da operação de minirredes torna-se um desafio. Ainda existe muito debate sobre a melhor forma de controlar e/ou coordenar os diversos agentes envolvidos. Por exemplo, uma solução seria a instalação de infraestrutura de comunicação que informaria os *set points* do sistema a partir de um controle central, comumente referido na literatura como *micro grid central controller* (MGCC) (BASAK *et al.*, 2012; ROMEL, 2012).

Entretanto, alguns autores argumentam que redes de comunicação dedicadas devem ser evitadas, ou pelo menos não ser totalmente responsáveis pelo controle da minirrede (ROMEL, 2012; TAO; SCHWAEGERL; NARAYANAN, S, ZHANG, 2011). Este controle

central geraria um ponto fraco no sistema, pondo-o em colapso caso uma falha ocorra no MGCC. Para operação normal, acredita-se que uma característica importante é a utilização de controles em nível local, de modo que as fontes distribuídas possam ser *plug and play*.

Em contrapartida, ainda que seja desejável que o sistema possa ser operado sem uma infraestrutura de comunicação voltada para isso, sem essa infraestrutura, dificilmente todos os benefícios de minirredes conectadas poderão ser alcançados, pois algumas delas necessitam de informações precisas sobre o estado do sistema por parte do operador da rede elétrica. Desta forma, infraestrutura dedicada de comunicação provavelmente será associada aos sistemas de distribuição de energia. Contudo, espera-se que a transição de uma topologia menos dependente de infraestrutura de comunicação para uma mais dependente seja suave, devendo primeiramente algumas técnicas menos dependentes de comunicação ser empregadas e, paulatinamente, passando-se para uma configuração mais dependente de comunicação, uma vez que esta necessita ser robusta, rápida e flexível, para permitir a adição de novas funcionalidades.

Algumas técnicas foram propostas para tentar abordar a coordenação entre componentes da minirrede em nível local, utilizando os próprios sinais de tensão e frequência para a transmissão de informação. Uma delas é o controle de *droop*, no qual o controle de potência ativa e reativa é realizado a partir de rampas de frequência e tensão, respectivamente, de maneira a simular a filosofia de controle dos sistemas de transmissão com geradores síncronos. O controle de *droop* insere características *plug and play* às fontes distribuídas. Esta técnica pode fazer com que a utilização de comunicação dedicada seja desnecessária, pelo menos para a operação básica da minirrede (BASAK *et al.*, 2012). Porém, adequações devem ser feitas para que a técnica de *droop control* possa ser empregada em redes de distribuição com conversores chaveados.

3.3 Aspectos regulatórios e de mercado

Os desafios associados com a implementação de minirredes para a operação conectada com o sistema convencional não estão limitados a aspectos de ordem técnica. De fato, alguns trabalhos comentam que as barreiras regulatórias, devido à mudança de uma filosofia de trabalho madura, são ainda mais difíceis de transpor (TAO; SCHWAEGERL; NARAYANAN, S, ZHANG, 2011). O estabelecimento de padrões e normas faz-se importante para que os agentes envolvidos saibam o que esperar dos equipamentos e quais as possibilidades e oportunidades dentro dos mercados. As normas para conexão de elementos

distribuídos geralmente estabelecem as características de interface com a rede de distribuição (caráter técnico) e a forma como os agentes irão interagir (caráter de mercado).

3.3.1 Regulamentação técnica

A regulamentação técnica envolve as características de interface com a rede elétrica, para estabelecer as condições sob as quais os equipamentos devem ser ligados à rede e quais as funcionalidades que devem possuir. No caso de inversores, por exemplo, as resoluções de interface com a rede definem qual o comportamento ante as perturbações na rede, os limites de operação dos equipamentos, o comportamento sob condições normais e sob condições anômalas, fator de potência, dentre outros. Além de inversores, a regulamentação técnica também envolve medidores inteligentes, arquiteturas de rede, segurança de dados, troca de dados, automação, entre outros componentes ou formas de operação que possibilitarão a interação com a rede.

Vários padrões, como as séries IEC 61727 e IEEE 1547, foram ou ainda estão sendo escritos e atualizados, para permitir a conexão de elementos distribuídos, mantendo níveis adequados de segurança, confiabilidade e qualidade de energia. No Brasil, a resolução normativa NBR 16149, que trata da interface de inversores de sistemas fotovoltaicos com a rede, pode ser um ponto de partida para a criação das condições de interface de outros elementos, como inversores bidirecionais com armazenamento.

Além das funcionalidades dos equipamentos de conversão e condicionamento de potência, também faz-se necessária a criação de padrões de medição e transmissão de informações, de maneira a permitir que equipamentos de diferentes fabricantes possam trabalhar em conjunto. No Brasil, a NBR 14522 estabelece como deve ser feita a comunicação com medidores de energia. Este padrão de intercâmbio de informações pode ser aplicado em medidores inteligentes de energia.

3.3.2 Regras para interação de agentes com a rede elétrica

As normas para conexão de geração à rede elétrica ainda não são devidamente padronizadas, o que dificulta a inserção em larga escala de novas tecnologias de geração. Em alguns países, a legislação proíbe o conceito de minirredes para operação conectada, ou insere muitas barreiras à sua inserção (SOSHINSKAYA *et al.*, 2014). O mesmo trabalho também apresenta minirredes às quais não é permitida a injeção de potência na rede convencional, o

que diminui o benefício econômico e, conseqüentemente, o interesse nesses esquemas de distribuição de energia.

No Brasil, ainda que algumas formas de recursos distribuídos (microgeração e minigeração) possam ser conectadas aos sistemas de distribuição de energia elétrica e fazer parte do sistema de compensação de energia, segundo as condições estabelecidas na Resolução Normativa N° 482/2012 da ANEEL (ANEEL, 2012b), não há condições estabelecidas para o acoplamento de sistemas de armazenamento com inversores bidirecionais para interagir com a rede elétrica, o que inviabilizaria a criação de minirredes bidirecionais.

Esta tarefa, entretanto, não é trivial. Sistemas de armazenamento para troca de energia com a rede permitiriam novos modos de operação, que afetariam como os diversos agentes iriam interagir com a rede elétrica e mesmo gerar conflitos de interesses entre estes agentes. Por exemplo, pode ser que concessionárias não estejam interessadas em uma situação na qual consumidores com armazenamento comprariam energia em horários de tarifa menor para vender a mesma energia em horários de tarifa mais alta. Em outro cenário, a mesma situação poderia ser vista pelas concessionárias como a provisão de um serviço ancilar, que reduziria o carregamento sobre alimentadores que de outra forma estariam sobrecarregados. Este exemplo ilustra como os diversos agentes podem ter diferentes interesses ante a mesma situação e, desta forma, é necessária a criação de condições claras para que todos os agentes possam interagir.

3.3.3 Fatores de mercado

Com a chegada de novas possibilidades, a forma como os mercados se organizam poderá sofrer modificações consideráveis. Estes tenderão a se reconfigurar de forma mais dinâmica para atender às necessidades do sistema elétrico, reagindo a sinais de tempo real (ou tempo quase-real). Nos últimos anos, os níveis aceitáveis de penetração de componentes distribuídos na rede estão mudando, devido às novas capacidades dos conversores atuais. Essas novas características técnicas permitem novas formas pelas quais os elementos distribuídos podem interagir com a rede, permitindo a prestação de serviços ancilares, como suporte estático e dinâmico de tensão, suporte de frequência, e controle de potência ativa. Em muitos países, os inversores são obrigados a ter canais de comunicação para operação remota pelo operador do sistema de distribuição. A seguir são apresentados dois meios onde minirredes podem atuar: o mercado de energia e o de serviços ancilares.

3.3.3.1 Mercado de energia

Comumente, agentes entram no mercado de distribuição de energia, dependendo de sua classe de consumo, comprando ou vendendo energia a um preço fixo, ou com variações temporais baseadas em estimativas de carregamento feitas a partir de séries históricas. Tarifas diferenciadas para alguns momentos do dia já são práticas comuns em sistemas elétricos, como é o caso da adoção de postos horários ou do uso de tarifa de ponta e tarifa fora de ponta. Contudo, essas tarifas são baseadas em previsões sobre a carga que não necessariamente se concretizam.

Mesmo quando há a adoção de variação temporal, a variação da tarifa é relativamente estática e não necessariamente reflete as necessidades do sistema de distribuição. Com a adoção de medidores inteligentes, podem-se utilizar tarifas dinâmicas, que reflitam de forma mais fidedigna os níveis de carregamento do sistema. À medida que as informações sobre demanda e suprimento se tornam cada vez mais de curto prazo, pode-se valer desta característica para a utilização de sinais de preço em tempo real, para controlar a demanda e incentivar consumidores a utilizar algumas de suas cargas em outros momentos do dia.

Em um cenário teórico, pode ser até mesmo possível a variação espacial (por nó da rede) da tarifa, embora alguns autores argumentem que variação espacial não seria justa para todos os consumidores, tendo em vista que alguém pode variar sua carga, mas não pode mudar o local onde mora (LIU, CHEN-CHING, MCARTHUR, STEPHEN, LEE, 2016).

3.3.3.2 Mercado de serviços ancilares

O mercado de serviços ancilares refere-se a serviços que podem ser oferecidos à rede elétrica para garantir o balanço entre geração e carga e manter níveis adequados de qualidade de energia (frequência, tensão, e distorção harmônica). Serviços ancilares configuram-se como uma oportunidade de diminuição do tempo de retorno financeiro (*payback*) de novas tecnologias, como armazenamento, por exemplo. É comum o uso de baterias para absorção de degraus de carga (tanto positivos quanto negativos), que de outra forma poderiam levar o sistema ao colapso por perda de estabilidade, ou para atribuir uma quantidade de inércia a formas de geração não despacháveis.

Segundo BYRNE & SILVA-MONROY (2012), a utilização de baterias no sistema de distribuição seria mais rentável no mercado de serviços ancilares do que no mercado de energia. Baterias ainda possuem um custo relativamente alto e, sem a consideração de

mercado de serviços ancilares, a sua utilização apresenta pouca atratividade, a não ser para algumas exceções, como robustez de fornecimento de energia para cargas críticas.

De fato, funcionalidades de suporte à rede para equipamentos que a ela se conectam, além de permitirem a provisão de serviços ancilares, pelos quais os donos dos equipamentos podem ser ressarcidos, também aumentam a capacidade de penetração de elementos, como geração ou armazenamento na rede elétrica. Um exemplo disso ocorreu com o caso de inversores para conexão à rede em sistemas fotovoltaicos, que não só precisam cumprir os requisitos de conexão de forma passiva, mas também devem ser capazes de dar suporte a necessidades do sistema. A adição dessas funcionalidades não atende somente os interesses dos operadores das redes; os próprios fabricantes têm interesse nessas funcionalidades, pois elas aumentam o mercado, já que permitem maiores níveis de penetração.

4 MODELAGEM DO CONTROLE DE MINIRREDES

Em um ambiente como o sistema elétrico, com elementos ativos e distribuídos, diversos agentes buscando interesses próprios podem interagir. Esta situação traz a pergunta de como modelar e implementar o controle dos diversos agentes e do ambiente para que possa haver uma interação segura de todos os elementos que compõem o sistema de distribuição. Em situações como esta, é difícil prever o resultado de interações entre agentes, seja pelo número de agentes envolvidos ou pelo fato de que cada um deles possui capacidade de decisão associada com objetivos próprios. Contudo, o modelamento correto da operação dos agentes e do ambiente de atuação pode permitir uma melhor compreensão da operação dos sistemas em situações de interesse e prever alguns efeitos que podem não ter sido antecipados quando do planejamento do controle.

4.1 Sistemas com agentes distribuídos

O agente é definido como uma entidade situada em um ambiente e que é capaz de reagir ao ambiente de maneira autônoma (MCARTHUR *et al.*, 2007). O agente pode comunicar-se e interagir com outros agentes e possui capacidade de extensão, para a adição de novas funcionalidades e características, sem a necessidade de reconfiguração de todo o sistema. Assim, os agentes devem possuir interfaces para interação com o ambiente e com outros agentes, por meio de troca de sinais. Estes sinais, no caso apresentado neste trabalho, representam trocas de energia e informação.

Os agentes, como dito anteriormente, possuem seus próprios interesses, que podem até mesmo ser conflitantes entre si, não havendo nesta concepção um objetivo para o sistema como um todo. Um agente pode seguir apenas objetivos locais, como um modo de operação baseado nas condições da sua usina. Na literatura, há um aumento da utilização de arquiteturas com agentes distribuídos aplicados a sistemas elétricos de potência. Isto está se tornando uma tendência, à medida que esta abordagem se torna mais madura e robusta. A utilização de agentes distribuídos é conveniente para simulações de sistemas complexos, como mercados de energia, e, em um cenário onde os agentes envolvidos com distribuição de energia ganham cada vez mais autonomia e possibilidades de atuação sobre sua plataforma de interação, parece natural que esta abordagem seja incorporada a estes tipos de sistemas. Por exemplo, MALIK & LEHTONEN (2016) e RINGLER *et al.* (2016) apresentam revisões da

literatura na modelagem de agentes aplicados a redes inteligentes. SANTOS *et al.* (2015) utilizam arquitetura multi-agente para a simulação de mercados de energia sob diferentes situações e as comparam com dados de mercados reais. KAHROBAEE *et al.* (2014) modelam prosumidores como agentes para simulação de trocas de energia em mercados de energia. HOPKINSON *et al.* (2006) apresentam uma plataforma para simulação computacional de agentes distribuídos aplicados a sistemas elétricos de potência, juntamente com a infraestrutura de comunicação necessária. PIPATTANASOMPORN *et al.* (2009) apresentam um trabalho sobre o controle de sistemas multi-agentes em uma simulação computacional, para demonstrar a eficácia desta abordagem na transição de modos de operação (isolado ou conectado à rede), quando faltas são percebidas no sistema. KHAN & WANG (2017) apresentam um trabalho de revisão da literatura de sistemas multi-agentes para otimização e controle de minirredes. O artigo apresenta a revisão de plataformas para a criação de sistemas multi-agentes e aplicações como proteção e mercados de energia. RAHMAN & OO (2017) apresentam uma abordagem para a coordenação e controle do despacho de potência ativa e reativa para minirredes com recursos distribuídos. As simulações do artigo são feitas para um ambiente com sistemas fotovoltaicos e veículos elétricos com capacidade V2H (*vehicle to home*). ANSARI *et al.* (2016) apresentam um trabalho utilizando sistemas multi-agentes para controle de potência reativa em redes inteligentes utilizando unidades auto organizáveis e com capacidade de evolução. Os resultados apresentam que os sistemas simulados aumentaram a resiliência e diminuíram a largura de banda necessária para troca de informações. DA ROSA *et al.* (2012) apresentam um trabalho sobre avaliação de confiabilidade de sistemas elétricos de potência, utilizando sistemas multi-agentes para estender as capacidades de simulações de Monte Carlo, uma ferramenta conhecida para avaliação de confiabilidade em sistemas elétricos de potência. SARAIVA *et al.* (2017) apresentam sistema multi-agentes para a minimização de perdas em redes de distribuição, onde as simulações consistem em mudar a configuração das redes de teste para minimização de perdas, dependendo do carregamento da rede.

4.2 Modelamento do controle multi-agente

O controle da interação entre os diversos agentes pode ser realizado de várias formas, por meio de diferentes estratégias. Contudo, as diversas formas representam diferentes proporções de duas formas básicas: controle centralizado e controle distribuído.

No controle centralizado, os sinais de controle são totalmente fornecidos pelo gerenciador central do controle. Os agentes são passivos nesta configuração, não sendo capazes de tomar decisões, e divergências entre o desejo do controle central e os sinais de saída dos agentes se devem apenas às restrições associadas ao funcionamento dos agentes, como impossibilidades físicas.

No caso do controle distribuído, os agentes possuem capacidade de decisão e são mais ativos no ambiente onde atuam. Neste esquema, apesar da capacidade de tomar decisões, o agente deve seguir regras impostas pelo ambiente. Essas regras, no caso de sistemas elétricos de potência, são impostas pelo controle central da rede e também pelos limites físicos das redes de distribuição.

Na prática, um sistema real dificilmente operaria totalmente em uma destas duas condições. O mais provável é que um sistema real opere de maneira híbrida, com o gerenciamento central tendo controle sobre certos aspectos da operação e deixando autonomia de decisão em outros. A forma de organização do ambiente como um todo pode ser dinâmica no tempo, mudando de acordo com as condições de contorno em determinado instante.

O objetivo do modelamento proposto é constituir-se como uma forma de controlar o equipamento real a ser conectado à rede e servir como uma plataforma de simulação de cenários. O algoritmo proposto controlaria a interação do agente com a rede elétrica, segundo ajustes fornecidos pelo operador do agente e/ou pelo operador do ambiente. As subseções a seguir apresentam a modelagem dos agentes em diferentes níveis de hierarquia. Nesta modelagem, o ambiente de interação de agentes pode ser visto como um agente em uma hierarquia superior. Este empilhamento permite a avaliação dos sistemas em diferentes níveis de detalhes, dependendo do interesse da análise.

4.2.1 Agente generalizado

O modelamento teórico do sistema começa a partir do balanço energético em um nó, como apresentado na Figura 4.1. O balanço energético representa a conservação da energia entre os elementos do agente e a sua interface com o exterior, neste caso, a rede elétrica. No caso da Figura 4.1, o agente possui quatro tipos de elementos: o Gerador (F), a Demanda (D), o Armazenamento (B) e a Rede Elétrica (R). Cada um destes elementos possui uma função específica dentro do agente. O elemento rede elétrica representa a fronteira do agente com o exterior. A convenção utilizada para atribuição dos sinais é apresentada na Figura 4.2. Consideram-se sinais saindo do nó como negativos e sinais entrando no nó como positivos.

Figura 4.1 – Agente simplificado.

Figura 4.2 – Convenção de sinais utilizada.

A Equação 4.1 descreve o balanço energético realizado no nó do agente. Cada uma das parcelas da equação representa as potências ativas de cada um dos elementos do agente medidas na iteração. A Equação 4.1 apresenta como é calculado o balanço; porém, não apresenta explicitamente o controle sobre cada um dos elementos.

$$D(t) + F(t) + B(t) + R(t) = 0 \quad 4.1$$

Para representar o controle sobre o fluxo de potência em um dado instante, a Equação 4.1 é modificada como mostrado na Equação 4.2. Na Equação 4.2 são inseridos três parâmetros: $a(t)$, $b(t)$ e $c(t)$, que representam um percentual controlável da potência máxima em um dado instante, respectivamente para a Geração, a Carga e o Armazenamento.

No caso do Armazenamento, a potência máxima em um dado instante é substituída pela potência nominal do conversor ligado ao sistema de armazenamento. Os três termos adicionais representam o controle sobre o agente. A separação foi feita para deixar explícito na equação o que acontece no sistema em um dado instante, devido aos sinais de potência que chegam ao sistema e ao controle que é feito nestas condições. A Equação 4.2 define o agente simplificado. O ajuste dos parâmetros $a(t)$, $b(t)$ e $c(t)$ irá definir a permeabilidade da fronteira do agente (parcela $R(t)$) com o ambiente exterior, neste caso, a troca de energia com a rede de distribuição.

$$a(t)D(t) + b(t)F(t) + c(t)B_{nom} + R(t) = 0 \quad 4.2$$

A partir da extrapolação do agente simplificado, pode-se chegar ao agente generalizado, apresentado na Figura 4.3. O agente generalizado considera um número arbitrário de elementos como componentes, sejam eles Geração, Carga ou Armazenamento. A escolha do número de componentes do agente depende do número de controles independentes que se deseja. Ressalta-se que a maior flexibilidade vem às custas de um maior número de variáveis, o que pode tornar a otimização do controle da operação mais complexa. Assim, deve-se ter o cuidado de não aumentar os detalhes da operação do agente de maneira exagerada. A Equação 4.3 e a Equação 4.4 apresentam respectivamente a Equação 4.1 e a Equação 4.2 para o caso do agente generalizado.

Figura 4.3 – Agente generalizado.

$$\sum_{i=1}^p D_i(t) + \sum_{i=1}^n F_i(t) + \sum_{i=1}^m B_i(t) + R(t) = 0 \quad 4.3$$

$$\sum_{i=1}^p a_i(t) D_i(t) + \sum_{i=1}^n b_i(t) F_i(t) + \sum_{i=1}^m B_{nom\ i} c_i(t) + R(t) = 0 \quad 4.4$$

Apesar da Figura 4.3 representar o agente generalizado, esta forma de visualizar o agente não é conveniente do ponto de vista do controle, pois o controle deve ser feito a cada intervalo para todas as variáveis da equação. Para facilitar o cálculo dos parâmetros de controle, adotou-se uma forma de cálculo particionada em duas etapas, como representado na Figura 4.4.

A Figura 4.4 apresenta o esquema simplificado para controle do agente generalizado. Neste esquema, os elementos dos agentes generalizados são agregados em elementos equivalentes de fonte, demanda e armazenamento. O controle prévio é feito da forma como seria feito para o caso dos agentes simplificados. Para isso, calculam-se primeiramente os termos a_{eq} , b_{eq} e c_{eq} , que correspondem aos parâmetros de controle equivalentes do sistema, para verificar qual deve ser a contribuição de cada um dos conjuntos de carga, geração ou armazenamento para o sistema como um todo e, após esta etapa, faz-se a distribuição desta quantidade entre os elementos dos agentes. As equações 4.5 a 4.8 apresentam o modelamento modificado do agente generalizado. Cada um dos termos incluídos nos somatórios das equações 4.5 a 4.7 representa um recurso distribuído de carga, geração ou armazenamento respectivamente presente no agente. Nessas equações, a variação temporal não está escrita explicitamente, porém todas as variáveis e parâmetros devem ser vistos como valores instantâneos. A representação descrita na Figura 4.4 é mais conveniente, pois desacopla as variáveis de controle da equação completa, tornando mais fácil trabalhar com elas de maneira independente.

Figura 4.4 – Esquema para controle simplificado do agente generalizado.

$$\sum_{i=1}^p a_i D_i = a_{eq} \sum_{i=1}^p D_i = a_{eq} D \quad 4.5$$

$$\sum_{i=1}^n b_i F_i = b_{eq} \sum_{i=1}^n F_i = b_{eq} F \quad 4.6$$

$$\sum_{i=1}^m B_{nom\ i} c_i = c_{eq} \sum_{i=1}^m B_{nom\ i} \quad 4.7$$

$$a_{eq} D + b_{eq} F + c_{eq} \sum_{i=1}^m B_{nom\ i} + R = 0 \quad 4.8$$

4.2.2 Composição de minirredes

Em uma rede real, vários agentes poderiam interagir, competindo e/ou cooperando por algum objetivo. Em um caso onde existissem várias minirredes conectadas a uma mesma rede principal, o controle dos elementos se daria de maneira hierárquica, com a rede principal lidando apenas com o que acontece em sua interface com o agente. A Figura 4.5 exemplifica

uma situação na qual o alimentador possui agentes distribuídos. Nela, cada um dos elementos G_x representa um elemento distribuído (geração ou armazenamento). Estes, por sua vez, estão ligados a um alimentador com outras redes e cargas. Este alimentador pode visualizar todos os elementos conectados ao transformador como um agente simplificado, como apresentado na Figura 4.6.

Figura 4.5 – Exemplo de alimentador com agentes distribuídos.

Figura 4.6 – Representação de alimentador como agente simplificado.

Quando se considera a situação com vários alimentadores, todos conectados a uma rede principal, podendo esta alocar-se no nível de transmissão de energia, por exemplo, chega-se ao ambiente representado na Figura 4.7. O ambiente é modelado de maneira similar ao modelamento dos agentes que o compõem. Para a rede principal somente são relevantes os elementos de interface dos agentes. Esta forma de organização é “empilhável”, de forma que a organização das redes e, por conseguinte o seu controle, possa ser vista em diversos níveis de detalhe, dependendo de onde está ocorrendo a análise.

Figura 4.7 – Esquema de modelamento do alimentador.

A Equação 4.9 representa o modelamento do ambiente no qual os agentes interagem. Os elementos R_i representam as diversas redes conectadas à rede principal. Estas redes podem ser totalmente passivas, o que resultaria em um elemento similar ao elemento D do agente simplificado, ou podem ser também redes ativas, com Geradores e Armazenamento. O elemento R_G representa recursos da rede principal, como armazenamento e/geração, e são representados em um elemento separado, por serem totalmente controlados pelo operador da rede principal. O elemento R_{REF} representa a interface com hierarquia superior. Da mesma forma que para o agente simplificado, o controle pode ser modelado como apresentado na Equação 4.10.

$$\sum_{i=1}^q R_i + R_G + R_{REF} = 0 \quad 4.9$$

$$aD + bF + cB_{nom} + R = 0 \quad 4.10$$

4.2.3 Controle do armazenamento

O controle do armazenamento é feito pelo controle do parâmetro c , que irá configurar o percentual da potência nominal do conversor do sistema de armazenamento que

será utilizado em um dado instante. A cada iteração, o parâmetro c é calculado e configurado pelo controle do sistema de armazenamento.

O algoritmo de controle baseia-se em absorver variações para manter o agente em um estado de equilíbrio. Assim, variações que possam ocorrer nas variáveis da Equação 4.2, como a variação na demanda ou no recurso primário de uma fonte não despachável, são absorvidas pelo controle do parâmetro c . Para isto, o controle monitora a variação dos elementos D , F , B e R do agente. O algoritmo de controle estima que o valor de determinada variável no instante $t + 1$ será o valor medido no instante t , mais a variação ocorrida entre o instante $t - 1$ e o instante t , como apresentado na Tabela 4.1. No caso do sistema de armazenamento, o valor do instante $t + 1$ é limitado por impossibilidades físicas do sistema de armazenamento, como por exemplo variação maior que a rampa máxima do sistema ou limitações por estado de carga do armazenamento.

Tabela 4.1 – Medições e estimativas para o instante futuro.

t	$\xrightarrow{dt}$	$t + 1$
D_t	$\xrightarrow{dD}$	$D_{t+1} = D_t + dD$
F_t	$\xrightarrow{dF}$	$F_{t+1} = F_t + dF$
B_t	$\xrightarrow{dB}$	$B_{t+1} = (B_t + dB')_{LIMITADO}$
R_t	$\xrightarrow{dR}$	$R_{t+1} = R_t + dR$

O cálculo das variações é feito como mostrado nas equações 4.11 a 4.13. Nota-se que o valor de variação para o armazenamento necessita de um valor futuro. A variação de B não é estimada a partir de uma suposição sobre o valor no passado, devido ao fato da potência fornecida pelo conversor do sistema de armazenamento ser ajustada para atingir alguma situação desejável. Assim, a variação da saída do armazenamento deve ser estimada em função das variações nos outros elementos e do erro entre o valor desejado para o armazenamento e os valores medidos no instante t . As equações 4.14 e 4.15 representam o erro entre o valor de referência desejado e o valor real, respectivamente, da rede elétrica e do sistema de armazenamento.

$$dD = D_t - D_{t-1} \quad 4.11$$

$$dF = F_t - F_{t-1} \quad 4.12$$

$$dB = B_{t+1} - B_t \quad 4.13$$

$$\xi_R = R_t - R_{ref} \quad 4.14$$

$$\xi_B = B_t - B_{ref} \quad 4.15$$

$$dB' = z\xi_R - k\xi_B + xdD - ydF \quad 4.16$$

$$dR = (1 - x)dD - (1 - y)dF - dB \rightarrow \text{Resposta do sistema real} \quad 4.17$$

$$c' = \frac{B + dB'}{B_{nom}} \quad 4.18$$

A Equação 4.16 apresenta a variação de B calculada pelo algoritmo de controle. A variação calculada pela Equação 4.16 representa a variação da potência do Armazenamento para atingir a ação de controle desejada. Contudo, o valor real da potência do Armazenamento será dado pelo valor calculado considerando as limitações físicas do sistema como rampa máxima, estado de carga e potência máxima do conversor.

Os parâmetros z , k , x e y da Equação 4.16 ajustam a parcela de variação a ser absorvida pelo Armazenamento e/ou Rede, respectivamente dos elementos Rede, Armazenamento, Demanda e Fonte. Por meio do ajuste das variáveis z , k , x e y pode-se ajustar o percentual de absorção de cada uma das variáveis da equação de balanço (Equação 4.2). A Tabela 4.2 apresenta os modos de controle possíveis por meio do ajuste das variáveis da equação 4,16.

Tabela 4.2 – Modos de controle.

Modo	Descrição	z	k	x	y
ReR	Define valor desejado de B	0	1	0	0
BaR	Define valor desejado de R	1	0	1	1
MiX	Outras possibilidades	0	0	Outras combinações	

Observações:

- Considera-se que as taxas de variação de D e F se mantêm constantes entre $t - 1$ e $t + 1$;
- Os valores de z e k podem ser definidos a partir de x e y ;
- O valor de B_{t+1} é obtido através do cálculo de $B_t + dB'$, e é limitado por três condições: estado de carga, rampa de variação de B e máximo valor de B ;
- Limitação de $B_t + dB'$.

O agente possui basicamente três modos de controle: modo Rede Reage ao Sistema (ReR), modo Bateria Reage ao Sistema (BaR) e modo Misto (MiX). O primeiro modo apresentado na Tabela 4.2, modo ReR, é responsável por controlar a potência do armazenamento. Neste modo a potência do armazenamento pode ser ajustada e o algoritmo de controle seguirá este ajuste. As eventuais variações dos outros elementos do agente, como da Demanda e do Gerador serão absorvidas pela Rede.

O segundo modo apresentado na Tabela 4.2, modo BaR, é responsável por controlar a potência de interação com o exterior do agente, neste caso a Rede. Neste modo, as variações nos outros elementos do agente, como, na Demanda e no Gerador são absorvidas pelo armazenamento. O Armazenamento, contudo, somente irá absorver as variações se esta ação for possível ao sistema de armazenamento. Caso haja impossibilidade, a Rede irá absorver a parcela não atendida pelo Armazenamento.

O terceiro modo de operação, modo MiX (compartilhamento de variações), é responsável por compartilhar a absorção das variações entre a Rede e o Armazenamento segundo proporções desejadas. Neste modo, as variáveis x e y representam a parcela da variação que é absorvida pelo Armazenamento. A absorção da Rede é determinada de maneira complementar ao Armazenamento.

Após o cálculo de dB , o sistema de controle irá calcular o parâmetro c que será utilizado para parametrizar a Equação 4.2 em um dado instante. O valor calculado para c ,

contudo, não necessariamente representará o funcionamento do sistema de armazenamento na realidade. A ação de controle está sujeita a três limitações que representam limitações físicas do sistema: Limitação por estado de carga (SoC), Limitação por Rampa, e Limitação por Potência Máxima, como apresentado na Figura 4.8.

Figura 4.8 – Limitações físicas ao ajuste da potência do armazenamento.

A Limitação por SoC representa um limite abaixo do qual a bateria não pode mais ser descarregada de modo a preservá-la. Assim, mesmo que haja energia na bateria, esta não descarregará abaixo deste limite e a rede necessitará fornecer o balanço ao sistema. A Limitação por Rampa refere-se à limitação pela capacidade de variação da potência do conversor da bateria. Esta limitação considera que a potência não poderia ser variada em um degrau, de forma que há um período entre o instante da aplicação do sinal de controle e o instante em a potência de saída atinge o valor configurado. A Limitação por Potência Máxima refere-se à máxima capacidade térmica dos componentes da unidade de conversão do sistema de armazenamento para suprir potência.

A Figura 4.9 e a Figura 4.10 apresentam o funcionamento do agente considerando algumas situações de interesse. Nos exemplos, os sinais de potência instantânea não possuem uma unidade em particular, pois qualquer unidade pode ser definida quando da programação do controle. Assim, utilizam-se valores por unidade (p.u.). No exemplo da Figura 4.9 o estado de carga inicial do sistema de armazenamento foi definido como 51 %. A Figura 4.9 apresenta o modo de operação ReR. Nesta situação, o controle do agente segue os valores de referência ajustados para o Armazenamento (B), e a Rede (R) é responsável por absorver as variações que podem ocorrer na Demanda (D) e na Geração (F). Nota-se que nesta situação, o valor real do Armazenamento (B) segue o valor de referência (B_{ref}) quando não há limitação. Quando o estado de carga do Armazenamento atinge valores limitantes, há diferenças entre os valores de B e B_{ref} , pois o agente não pode mais seguir o valor de referência ajustado.

Figura 4.9 – Operação do agente modo ReR.

No exemplo da Figura 4.10, o estado inicial de energia contida no sistema de armazenamento foi definido como 82 %. A Figura 4.10 apresenta a operação do agente no modo BaR. Nesta situação, o controle do agente segue os valores de referência ajustados para a Rede (R), e o Armazenamento (B) é responsável por absorver as variações que podem ocorrer na Demanda (D) e na Geração (F). Nota-se que nesta situação, o valor real da Rede (R) segue o valor de referência ($Rref$) quando não há limitação. Quando o estado de carga do armazenamento atinge valores limitantes, há diferenças entre os valores de R e $Rref$, pois o agente não pode mais seguir o valor de referência ajustado.

Figura 4.10 – Operação do agente modo BaR.

A Figura 4.11 apresenta a operação do agente no modo MiX. Nesta situação, o controle do agente divide a absorção de variações entre o Armazenamento (B) e a Rede (R) de maneira proporcional ao ajuste dos parâmetros x e y da Equação 4.16. Neste exemplo, o valor ajustado para x e y foi de 0,5, o que significa que as variações serão particionadas igualmente entre Armazenamento e Rede. Nesta configuração, não há valor de referência para a Rede ou para o Armazenamento. Após a perturbação cessar, o sistema volta ao estado inicial. No exemplo da Figura 4.11, primeiramente há uma perturbação no valor do Gerador (iterações 3 e 4) e, neste momento, parte desta variação de potência foi dividida entre o Armazenamento e a Rede. Na iteração, 7 há a variação da Demanda de 10 para 12, fazendo com que o valor do Armazenamento mude de -1 para 0, e o da Rede de 1 para 2. O modo MiX pode ser utilizado para compartilhamento de variações, buscando manter a estabilidade do sistema, quando não há valores de referência particulares a serem seguidos.

Figura 4.11 – Operação do agente modo MiX.

A Figura 4.12 apresenta o funcionamento do agente limitado por taxa de variação máxima de potência (rampa). Neste exemplo, a variação máxima de potência foi configurada como uma unidade por iteração e o modo de operação é ReR. Na iteração número quatro, a referência do Armazenamento passa de -1 para -4. Contudo, o valor real somente atinge o valor de referência na iteração de número 6. Nota-se também que variações na Demanda e na Geração não afetam o Armazenamento, pois as variações devem ser absorvidas pela Rede, como mostrado nas iterações cinco (variação da Demanda) e oito (variação da Geração).

Assim, o algoritmo de controle irá seguir o valor de referência dentro das limitações máximas de variação impostas pelo equipamento.

Figura 4.12 – Operação do agente com limitação por rampa.

4.3 Sistema de controle

O controle do agente é feito de forma empilhada, ou seja, as funções de controle são alocadas a diferentes níveis hierárquicos de forma a facilitar a reutilização e inserção de novas funções ao controle do agente. O controle do agente é feito pela parametrização dinâmica da equação de balanço. Os parâmetros a , b e c são calculados a cada iteração.

Os parâmetros a , b e c constituem o nível inferior da pilha de controle. Acima deste nível, encontra-se a máquina de estado. A máquina de estado funciona como *slots* dentro da arquitetura de controle, onde funções podem ser alocadas e empilhadas em uma ordem de prioridade a ser definida pelo operador, dependendo da estratégia desejada. Assim, funções podem ser dinamicamente atribuídas aos estados da máquina de estados. As funções de controle são adquiridas a partir de uma biblioteca de funções. Nesta biblioteca encontram-se as funções programadas para a operação do agente. Acima do grupo de funções há o *Trigger* de função. Neste ponto são programadas as condições para ativação de certa função dentro da máquina de estado. Se duas funções forem ativadas ao mesmo tempo, a função com maior prioridade prevalecerá.

A Figura 4.13 apresenta um diagrama da arquitetura de controle utilizada. A vantagem desta forma de organização da arquitetura de controle é que novas funções podem

ser programadas mais facilmente e inseridas de maneira modular no algoritmo, sem afetar o controle básico projetado para o nível mais baixo da arquitetura de controle.

Figura 4.13 – Diagrama da arquitetura de controle.

4.3.1 Estimativas dos custos de operação

O algoritmo de controle realiza a estimativa dos custos de operação a cada iteração, para fornecer figuras de mérito que possam ser utilizadas para tomadas de decisão referentes à compra ou à venda de energia. Neste procedimento, estima-se o valor da energia armazenada no sistema de armazenamento. A estimativa utiliza a tarifa de energia da concessionária e o *levelized cost of energy* (LCOE) do Gerador do agente.

Desta forma, estima-se um valor associado para a energia armazenada e, com isso, uma tarifa de energia equivalente (*TEB*) (dividindo-se o custo total da energia armazenada pela quantidade de energia armazenada). O valor da tarifa de energia equivalente da bateria é atualizado quando energia é armazenada nesta. Quando há descarga da bateria, o valor da tarifa equivalente permanece o mesmo, embora o valor da tarifa de venda acompanhe o do posto horário. Este algoritmo contabiliza quanto vale a energia armazenada na bateria e a tarifa equivalente pode ser utilizada para comparação com a tarifa da rede elétrica.

O valor da energia da bateria em um dado passo de tempo é calculado com base no ajuste dos percentuais (p_i) para o caso de carga e com base na TEB para o caso de descarga, como mostrado na Equação 4.19.

$$\begin{aligned}
 VEB(carga) &= (p_1 LCOE_1 + p_2 LCOE_2 + \dots + p_i LCOE_i + p_j T_r) \times B_t \\
 p_1 + p_2 + \dots + p_j &= 1 \\
 VEB(descarga) &= TEB \times B_t
 \end{aligned}
 \tag{4.19}$$

No exemplo a seguir, o valor percentual foi ajustado como a média ponderada entre a energia que é fornecida pelo elemento de geração do agente e a rede elétrica. A Figura 4.14 e a Figura 4.15 apresentam como o algoritmo de estimação de custo opera. A Figura 4.14 exemplifica a operação do agente. Supõe-se que o LCOE do elemento Gerador é 0,1 unidades monetárias por unidade de energia, a tarifa de compra de energia é de 0,5 unidades monetárias por unidade de energia, e a tarifa de venda de energia é de 0,5 unidades monetárias por unidade de energia. O valor inicial de energia armazenada é zero, para que não haja valor monetário associado ao armazenamento na primeira iteração. Nas duas primeiras iterações, não há compra ou venda de energia e o elemento Armazenamento está recebendo uma unidade em cada iteração do elemento Gerador. Nesta situação, o Armazenamento recebe uma unidade que custa 0,1. O valor monetário associado à energia armazenada começa a aumentar e a tarifa de energia equivalente do armazenamento é igual ao LCOE do elemento gerador. Nas iterações três e quatro, há a compra de uma unidade da Rede. A tarifa de energia equivalente do armazenamento aumenta, pois esta é calculada como a média ponderada da energia recebida da rede e da energia gerada pelo Gerador. Na iteração cinco, a parcela advinda da Rede aumenta, o que provoca o aumento da tarifa de energia equivalente do Armazenamento. Nas iterações seis e sete, o sistema volta à situação das iterações um e dois, fazendo com que a tarifa equivalente tenda para o valor do LCOE do Gerador. Na iteração oito, há a venda de energia para a Rede. Nesta situação, o valor total associado ao armazenamento diminui, porém a tarifa equivalente permanece a mesma. Isto ocorre porque supõe-se que foi retirada uma unidade de energia com o custo da tarifa equivalente.

Figura 4.14 – Operação do agente em modo ReR (Exemplo).

Figura 4.15 – Avaliação monetária da operação do Exemplo.

Este algoritmo serve para auxiliar a tomada de decisão sobre a venda ou compra de energia. O ganho financeiro estaria associado a diminuir a tarifa equivalente do armazenamento. Nos casos em que a tarifa de energia da rede estivesse menor que a tarifa equivalente do armazenamento, seria rentável comprar energia da rede. Nos momentos em que a tarifa equivalente estivesse menor que a tarifa de venda de energia para a rede, seria rentável a venda da energia do armazenamento.

4.3.2 Postos Horários

A função Posto Horário é definida pela Função do Dia e a Função de Ativação. A Função de Posto Horário do Dia (FD) corresponde ao valor dos postos horários para um dia representativo do período desejado. Esta função corresponde a um vetor com o valor das tarifas (T) de compra e venda de energia e do respectivo horário desta tarifa (HT). A partir destes valores, o algoritmo irá criar uma função com o valor de posto horário para cada passo de tempo do algoritmo de controle.

A Função de Ativação (FA) corresponde a uma onda retangular, para ativar o posto horário em um período desejado. Esta função é definida pelo Período (P), Ciclo de Trabalho (CT) e Fase (φ). O período é dado em dias e estabelece quantos dias a função leva para repetir-se. O Ciclo de Trabalho é dado em dias e representa quanto tempo do período estabelecido em P a função permanece ativada. A Fase também é dada em dias e estabelece em qual dia a função de ativação inicia.

Ao longo do ano, um determinado posto horário será dado pela multiplicação da função do dia pela função periódica definida pelo Período, Ativação e Fase, como apresentado na Equação 4.20.

$$PH_i = FD_i(HT, T) \cdot FA_i(P, CT, \varphi) \quad 4.20$$

O algoritmo de controle irá utilizar a superposição de todos os postos horários definidos para o ano, segundo a Equação 4.21, para definir o Posto Horário Real (PHR).

$$PHR = \sum_{i=1}^n PH_i \quad 4.21$$

De posse das equações 4.20 e 4.21 pode-se definir uma função para o posto horário, que seja mais representativa para a operação do agente, podendo englobar variações sazonais.

4.3.3 Limites de Operação

Limites de operação são utilizados para delimitar uma quantidade máxima de compra ou venda de energia em um determinado instante de tempo. A definição de limites de operação pode ser rentável no mercado de serviços ancilares. Nesta situação, um operador de

minirrede poderia garantir à concessionária que a operação não passaria de determinados limites para compra e venda de energia, o que permitiria menores incertezas para o planejamento da operação de alimentadores.

O algoritmo de controle opera em modo ReR, dentro dos limites aceitáveis. Assim, o operador da minirrede poderia controlar o despacho ou a compra de energia, utilizando qualquer critério de interesse. A rede, neste esquema, absorveria as variações decorrentes de quaisquer mudanças nas condições de algum dos elementos do agente. Caso o agente chegasse ao limite da operação, o controle seria comutado para o modo BaR e, neste caso, o sistema de armazenamento seria responsável por absorver variações nos outros elementos do agente, para garantir que os limites da rede não fossem ultrapassados.

A função de Limites de Operação segue o mesmo procedimento utilizado para a definição de postos horários. Primeiramente é definida pela Função de Limites do Dia e a Função de Ativação. A Função do Dia (*FLD*) corresponde ao valor dos limites operacionais para um dia representativo do período desejado. Esta função corresponde a um vetor com os Limites (*L*) de compra e venda de energia e do respectivo horário destes limites (*HT*). A partir destes valores, o algoritmo irá criar uma função com o valor de posto horário para cada passo de tempo do algoritmo de controle.

Ao longo do ano, um determinado limite será dado pela multiplicação da função do dia pela função periódica definida pelo Período, Ativação e Fase, como apresentado na Equação 4.22.

$$FL_i = FLD_i(HT, L).FA_i(P, CT, \varphi) \quad 4.22$$

O algoritmo de controle irá utilizar a superposição de todos os limites definidos para o ano, segundo a Equação 4.22, para definir a Função de Limite Real (*FLR*):

$$FLR = \sum_{i=1}^n FL_i \quad 4.23$$

A Figura 4.16 exemplifica a atuação do algoritmo para controle de limites. Neste exemplo foi considerado o valor limite para compra como sendo de 2 unidades de potência a cada iteração, e o modo ReR de operação. Na iteração quatro, as medições do sistema verificam que há um valor de potência acima do limite de interação com a Rede. Isto faz com

que o algoritmo de controle modifique a forma de atuação para o modo BaR e ajusta o ponto de operação da rede como sendo igual ao limite. É possível observar que enquanto o valor de referência do elemento de armazenamento é superior ao limite, o controle oscila em torno do ponto de limite da rede. Esta oscilação irá depender da rampa de potência do sistema de armazenamento e do intervalo de tempo entre medições do sistema de monitoração. Desta forma, a oscilação tende a ser pequena, não causando problemas de estabilidade.

Figura 4.16 – Limites de interação com a rede.

4.4 Exemplos de utilização do controle

A seguir são apresentados alguns exemplos de utilização da arquitetura de controle do armazenamento em situações de interesse. Estas situações exemplificam como o controle do armazenamento pode ser configurado para atender aos interesses do operador do agente, ou mesmo do operador do sistema.

4.4.1 Amortecimento de picos de demanda e geração

A configuração do agente em modo BaR pode ser utilizada para amortecer variações no ponto de conexão com a rede elétrica. A Figura 4.17 apresenta uma situação na qual o ponto de acoplamento com a rede elétrica possui geração fotovoltaica e demanda. Neste caso, a geração fotovoltaica não é coincidente com os picos de demanda. Para esta situação, a rede elétrica teria que possuir capacidade para atender a picos da ordem de 45 kW. Além disso,

aumentos na potência do gerador fotovoltaico poderiam causar sobrecarga em componentes do sistema de distribuição, como transformadores, por fluxo reverso de potência.

Figura 4.17 – Intercâmbio de energia com a rede elétrica (situação sem armazenamento).

Quando há armazenamento, este pode ser utilizado para amortecer os picos de demanda da rede elétrica. No presente exemplo, o controle do armazenamento é configurado de forma a manter a rede elétrica em um valor de referência. A rede elétrica foi configurada para seguir a carga até às cinco horas da tarde, todos os dias, e limitar potência da rede, como mostrado na Figura 4.18.

Figura 4.18 – Demanda e referência da rede.

A Figura 4.19 apresenta o que ocorre quando o armazenamento é utilizado. Neste exemplo foi utilizada uma bateria de 150 kWh de capacidade. Nota-se que nesta situação, a bateria amortece as variações tanto da geração fotovoltaica quanto o pico da rede elétrica no período noturno. Nesta situação, a rede elétrica sempre operaria com potência inferior a 30 kW, o que poderia representar postergação dos custos de reforço sobre a infraestrutura do sistema elétrico e configurar-se como um serviço ancilar, pelo qual o consumidor poderia ser ressarcido. Nota-se que nesta situação o controle atuou corretamente para o amortecimento dos picos de demanda, mantendo a referência configurada. Nota-se também que em alguns momentos do dia a rede elétrica não foi capaz de seguir a referência (principalmente nos momentos de picos de geração fotovoltaica). Isto ocorre pelo fato da bateria estar com estado de carga máximo, não permitindo a absorção de produção do gerador fotovoltaico além de sua capacidade. Esta situação faz com que a rede elétrica tenha que reagir para absorver esta potência. No caso simulado, a potência produzida pelo gerador fotovoltaico é revertida para a carga, e a potência da rede no ponto de acoplamento diminui. No período noturno a bateria descarrega para atender a carga e manter a rede segundo o valor de referência configurado.

Figura 4.19 – Intercâmbio de energia com a rede elétrica (situação com armazenamento).

4.4.2 Rede com postos horários

No caso de adoção de diferentes valores para tarifas de energia, pode haver a possibilidade de venda de energia para a rede em horários em que a energia apresenta maior rentabilidade. Este exemplo ilustra como o controle do agente pode ser utilizado para deslocar a potência injetada pelo gerador fotovoltaico para um horário de maior rentabilidade. A

Figura 4.20 apresenta os valores das tarifas de energia ao longo de um dia. Neste exemplo, considerou-se que a tarifa de venda e compra de energia são iguais. Nota-se que no período noturno entre as 17 e 19 horas a tarifa de energia é maior.

Figura 4.20 – Valores de tarifa de energia ao longo do dia.

No caso de sistemas fotovoltaicos sem armazenamento, a injeção de energia na rede teria que ser feita nos momentos de geração, que, neste caso, não coincidem com os momentos de maior tarifa, como mostrado na Figura 4.21.

Figura 4.21 – Venda de energia para a rede elétrica devido ao gerador fotovoltaico.

Na situação mostrada na Figura 4.22, o controle do sistema de armazenamento foi configurado para armazenar a energia produzida pelo sistema fotovoltaico e injetar esta energia na rede durante o período noturno. Para realizar esta situação, foi utilizado o modo ReR, para que a rede reaja ao sistema, e o valor de referência do sistema de armazenamento foi configurado como sendo igual à potência do gerador fotovoltaico no período diurno e para manter a injeção do par gerador-sistema de armazenamento em 80 kW no período de tarifa mais elevada. Nota-se que a energia produzida pelo gerador fotovoltaico é armazenada até o limite da capacidade da bateria. Nestes momentos observa-se que a potência do conversor da bateria vai para zero e a potência do gerador fotovoltaico passa a suprir a carga e injetar o excedente na rede elétrica. Nos períodos de maior tarifa, o sistema de armazenamento mais o gerador fotovoltaico injetam potência na rede elétrica. Observa-se que quando a potência do gerador fotovoltaico cai para zero, a potência entregue pelo sistema de armazenamento aumenta, para manter o valor fixo de 80 kW para o par gerador-armazenamento.

Figura 4.22 – Venda de energia para a rede devido ao gerador com armazenamento.

4.5 Considerações

A modelagem tem por objetivo a criação de um algoritmo voltado principalmente para a pesquisa, pois possibilita flexibilidade na implementação de várias estratégias para operação, sem a necessidade de readequação do algoritmo. Novas funções podem ser adicionadas à máquina de estado do controle, para que novas formas de operação sejam incorporadas ao funcionamento dos inversores bidirecionais.

Muitos equipamentos já possuem procedimentos de controle para operação em ambientes de rede inteligentes, algumas vezes até permitindo algum nível de configuração dos procedimentos de operação. Contudo, as estratégias existentes em inversores bidirecionais geralmente fazem parte de códigos proprietários, não permitindo a reconfiguração de novas formas de operação. Assim, o algoritmo apresentado tem por objetivo permitir que novas estratégias sejam adicionadas ao controle do armazenamento, para averiguar como estas se adequariam a diferentes cenários com diferentes condições de contorno.

5 PLATAFORMA EXPERIMENTAL DE INTERAÇÃO DOS AGENTES

Muitos trabalhos apresentam simulações de sistemas multi-agentes em ambientes computacionais. A simulação computacional tem seu forte no fato de permitir flexibilidade para simular diversas situações que, de outra forma, seriam impraticáveis, e obter uma boa noção de como os sistemas se comportariam. A criação de uma plataforma física, contudo, apesar de menos flexível para a representação de cenários que uma simulação, permite que situações que possam não ter sido modeladas sejam avaliadas. Assim, objetivou-se a criação de uma plataforma para interação de agentes distribuídos, com a possibilidade de emular um ambiente em que os prosumidores (*prosumers*) possam interagir ativamente com a rede, comprando e vendendo energia, o que fornecerá informações úteis sobre a operação de tais ambientes.

Este capítulo apresenta a implementação de uma plataforma para interação de agentes distribuídos no Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos (LSF) da Universidade de São Paulo. A integração dos sistemas presentes previamente no laboratório, com componentes de diferentes fabricantes, permite maior flexibilidade e modularidade. A plataforma permite a emulação de várias topologias com diferentes condições de contorno (por exemplo, mercado de energia com tarifa dinâmica), fornecendo informações úteis sobre a operação e o controle de uma área com várias minirredes, atuando como prosumidores, conectadas à rede de distribuição principal.

5.1 Topologias possíveis

O *Micro-Grid Central Controller* (MGCC) atua como operador de sistema de distribuição e tem a capacidade de trocar informações e controlar cada cliente conectado ao ponto de acoplamento comum (PAC), de acordo com características operacionais pré-definidas e restrições, que podem ser programadas no algoritmo de controle do MGCC. O algoritmo de controle é responsável por tomar decisões sobre a maneira de operar o sistema, com base nas restrições de um determinado momento, considerando os recursos disponíveis e a demanda a ser atendida. Os clientes, por outro lado, são capazes de conceder serviços

ancilares à rede, como mudança de demanda e armazenamento, o que pode contribuir para aplanar a curva de demanda e também para melhorar a qualidade da energia.

A plataforma utiliza módulos para entradas e saídas de dados e/ou comandos com possibilidade de reconfiguração. Esta característica de entradas e saídas reconfiguráveis é importante para a criação de uma plataforma de testes flexível, que utiliza tanto programação em *hardware* quanto em *software* para o controle de agentes de forma independente. A Figura 5.1 e a Figura 5.2 apresentam as principais topologias implementadas na plataforma. Na topologia apresentada na Figura 5.1 é apresentada a situação na qual todas as minirredes estão conectadas à rede em um único nível hierárquico. Na Figura 5.2 é apresentada a situação na qual uma das minirredes faz a interface com a rede elétrica da concessionária e todas as outras estão a ela conectadas, em um segundo nível hierárquico.

Figura 5.1 – Topologia de minirredes com uma única hierarquia.

Figura 5.2 – Topologia de minirrede com duas hierarquias.

Cada minirrede pode ser uma carga para a rede elétrica ou para o gerador a diesel, porém apenas a Minirrede 1 pode ser um gerador para as outras minirredes. Isto foi feito devido a uma relação de compromisso entre complexidade e flexibilidade. A atual topologia permite a emulação do cenário no qual todas as minirredes são prosumidores conectados ao gerador principal (rede elétrica ou gerador a diesel) ou uma situação com duas hierarquias, na qual a Minirrede 1 é conectada ao gerador principal e as demais minirredes são conectadas à Minirrede 1 como cargas. A Minirrede 1 foi escolhida para este fim por ser o sistema de maior capacidade instalado.

Os inversores bidirecionais das minirredes podem operar tanto como fontes de correntes quanto como fontes de tensão, dependendo do modo de operação. Em caso de operação isolada, o inversor bidirecional é o formador de rede e deve trabalhar como fonte de tensão. No caso de operação conectada, o inversor bidirecional deve operar como fonte de corrente, caso esteja injetando energia na rede, ou como retificador, caso esteja carregando o banco de baterias. As próximas subseções apresentam a infraestrutura instalada no LSF.

5.3 Equipamentos instalados no laboratório

A infraestrutura do LSF é composta por quatro minirredes, cada uma com suas respectivas cargas, armazenamento, geração distribuída, e inversores de formação de rede. As quatro Minirredes estão conectadas a um PAC, onde um gerador a diesel e a rede principal também estão conectados. Além disso, dois circuitos de reserva foram introduzidos no MGCC. para permitir a conexão de componentes temporários, como cargas, geração distribuída ou mesmo outras minirredes.

5.3.1 Minirrede 1

A Minirrede 1 é composta por três inversores *SMA Sunny Island* de 5 kVA cada, formando um sistema trifásico, um banco de baterias de 23,5 kWh, e sistemas fotovoltaicos acoplados tanto no barramento de corrente alternada quanto no barramento de corrente contínua, com capacidade instalada total de 6,71 kWp.

A saída do sistema é conectada a um quadro de distribuição com cargas locais dentro da minirrede e geração distribuída. A Minirrede 1 possui também uma fonte simuladora de gerador fotovoltaico conectada a inversores de conexão à rede, permitindo a emulação de perfis de geração arbitrários.

Tanto a saída quanto a entrada desta minirrede estão conectadas ao MGCC. Estes pontos são acoplados por meio de dois transformadores, para adequar os níveis de tensão do equipamento àqueles da rede de distribuição da concessionária. A Figura 5.4 apresenta uma fotografia dos inversores formadores de rede instalados no LSF e um diagrama da configuração do sistema.

(a)

(b)

Figura 5.4 – Minirrede 1. (a) Inversores bidirecionais. (b) Diagrama esquemático da minirrede.

5.3.2 Minirrede 2

A Minirrede 2 é composta por três inversores Studer Xtender de 6 kVA cada, formando um sistema trifásico, um banco de baterias de 19,2 kWh, e um sistema fotovoltaico de 2,8 kWp acoplado no barramento de corrente contínua. A saída do sistema é conectada a um quadro de distribuição, emulando cargas locais dentro da minirrede. A Figura 5.5 apresenta os inversores formadores de rede instalados no LSF e um diagrama da configuração do sistema.

(a)

(b)

Figura 5.5 – Minirrede 2. (a) Inversores bidirecionais. (b) Diagrama esquemático da minirrede.

5.3.3 Minirrede 3

A Minirrede 3 é um sistema monofásico composto por um inversor SMA Sunny Island de 5 kVA, um banco de baterias de 9,6 kWh, e um sistema fotovoltaico de 1,28 kWp acoplado no barramento de corrente alternada. A saída do sistema é conectada a um quadro de distribuição, emulando cargas locais dentro da minirrede. Este sistema também possui um inversor SMA hydro-boy conectado entre o barramento de corrente contínua e o MGCC; isto é feito para emular a capacidade de despacho de energia da bateria para a rede, uma característica não disponível no modelo utilizado do inversor SMA Sunny island. A Figura 5.6 apresenta o inversor formador de rede e os inversores de conexão à rede instalados no LSF e um diagrama da configuração do sistema.

(a)

(b)

Figura 5.6 – Minirrede 3. (a) Inversores bidirecional e de conexão à rede. (b) Diagrama esquemático da minirrede.

5.3.4 Minirrede 4

A Minirrede 4 é um sistema monofásico composto por um inversor Schneider de 4 kVA, um banco de baterias de 4,8 kWh, e um sistema fotovoltaico de 0,4 kWp acoplado no barramento de corrente contínua. A saída do sistema é conectada a um quadro de distribuição, emulando cargas locais dentro da minirrede. A Figura 5.7 apresenta o inversor formador de rede instalado no LSF e um diagrama da configuração do sistema.

(a)

(b)

Figura 5.7 – Minirrede 4. (a) Inversor bidirecional. (b) Diagrama esquemático da minirrede.

A Tabela 5.1 resume as configurações das minirredes.

Tabela 5.1 – Resumo das minirredes instaladas no LSF.

	Gerador fotovoltaico	Capacidade de armazenamento	Inversor bidirecional
Minirrede 1	6,71 kWp	23,5 kWh	15 kVA
Minirrede 2	2,8 kWp	19,2 kWh	18 kVA
Minirrede 3	1,28 kWp	9,6 kWh	5 kVA
Minirrede 4	0,4 kWp	4,8 kWh	4 kVA

5.3.5 Fontes principais

As fontes principais da infraestrutura montada no laboratório são a rede elétrica da concessionária e um gerador a diesel de 40 kVA. Estas podem ser conectadas a todas as minirredes. As fontes principais emulam as condições de funcionamento para sistemas conectados à rede e sistemas isolados. A Figura 5.8 apresenta uma fotografia do gerador a diesel de 40 kVA instalado no laboratório.

Figura 5.8 – Gerador a diesel de 40 kVA.

5.3.6 *Micro-grid central controller* (MGCC)

O MGCC corresponde ao Ponto de Acoplamento Comum (PAC) controlável da infraestrutura montada no LSF. Ele é composto por unidade de controle, e dispositivos para chaveamento, medição e proteção.

O controle dos dispositivos de seccionamento é feito por um controlador industrial *CompactRIO* (CRIO) do fabricante *National Instruments*. Este dispositivo é responsável por reunir todas as informações contidas nos medidores e decidir o acoplamento (ou desacoplamento) de cada uma das minirredes, a partir de um algoritmo configurado previamente. Os dispositivos de chaveamento correspondem a 10 chaves contadoras, onde cada uma controla uma das minirredes.

A medição é realizada com sensores para medir correntes (transformadores de corrente e resistores *shunt*) e tensão. A medição de corrente é feita em cada ponto de conexão, para cada uma das minirredes. A medição de tensão é feita em um ponto, no barramento comum. Os medidores coletam as medições ponto a ponto, de maneira a ser possível visualizar as formas de onda de tensão e corrente.

A proteção do MGCC é feita por disjuntores instalados por ponto de acoplamento, e dispositivos de supressão de surto (DPS), conectados entre o barramento principal e o barramento de terra. A Figura 5.9 apresenta o MGCC instalado no LSF.

Figura 5.9 – *Micro-grid central controller (MGCC).*

A Figura 5.10 apresenta um diagrama esquemático da instalação elétrica implementada no LSF. Os pontos de conexões pré-existentes das minirredes foram modificados, de forma a chegar ao MGCC, assim como a rede elétrica e o gerador a diesel. Também foi feita a readequação do ponto de entrega de energia ao laboratório, pela equipe responsável da Universidade de São Paulo. Atualmente, a alimentação do laboratório pela rede elétrica da concessionária é feita pelo mesmo transformador de distribuição em todos os pontos de entrega. Isto foi feito para que o acoplamento das cargas do laboratório e das minirredes no MGCC não criasse um ponto comum entre o neutro de um dos transformadores e o neutro do outro transformador.

Figura 5.10 – Diagrama esquemático da instalação feita no LSF.

5.4 Sistema de supervisão, controle e aquisição de dados – *Supervisory control and data acquisition (SCADA)*

O monitoramento permite uma melhor análise e resposta do funcionamento do sistema. Devido à quantidade de dados coletados por todos os sensores, foi necessário criar um algoritmo para processar e exibir rapidamente os dados coletados; caso contrário, a quantidade de dados poderia tornar-se complicada de manipular, resultando em nenhum benefício real do monitoramento.

O sistema de supervisão criado para o MGCC pode ser dividido em duas partes principais: monitoração de dados armazenados (monitoração *off-line*) e monitoração em tempo real (monitoração *on-line*). Os parâmetros elétricos, como as tensões, as correntes, os estados de carga dos bancos de baterias, dentre outros, bem como os dados meteorológicos (como temperatura e irradiação) são adquiridos e servem como entradas para o algoritmo de operação programado no MGCC.

5.4.1 Monitoração *off-line*

O objetivo da plataforma de monitoração *off-line* é fornecer uma maneira de reunir todos os dados dos diferentes sensores em um único ponto, facilitando a visualização e a sincronização dos dados para análise. A interface permite a seleção de parâmetros por equipamentos e a escolha de parâmetros dentro do equipamento selecionado. A Figura 5.11 apresenta a visualização e a seleção dos dados adquiridos pelo sistema.

Figura 5.11 – Interface de monitoração *off-line* (seleção e visualização de parâmetros).

Interfaces para apresentação de análise *off-line* são interessantes em sistemas voltados para a análise de períodos longos. O principal propósito desse tipo de aplicação é a identificação das causas que afetam um processo, pela correlação de vários conjuntos de dados. Processos de monitoração deste tipo são mais utilizados para tirar conclusões a respeito de determinado fenômeno físico, ou para comprovar ou refutar algum comportamento esperado da variável sob análise.

5.4.2 Monitoração *on-line*

O desenvolvimento de uma interface amigável e de utilização intuitiva para apresentação dos dados coletados pode auxiliar bastante os usuários de um sistema de monitoração. Uma boa interface pode fornecer indicativos de rápida visualização, possibilitando até mesmo fornecer certo nível de análise em tempo real. A análise em tempo real é especialmente interessante quando serve de indicativo para que seja executada alguma atuação em um processo de monitoração e controle.

Sistemas que necessitam de atuação imediata em resposta a determinado evento podem beneficiar-se de processos de análise em tempo real e *in loco*. Nestes casos é útil possuir certo nível de decisão mais próximo do nó, ou seja, mais próximo do equipamento que coleta a medição. A Figura 5.12 apresenta a interface de monitoração *on-line* esquemática do sistema SCADA, onde é possível observar como é a configuração dos sistemas instalados no laboratório e os pontos de seccionamento. A Figura 5.13 apresenta a interface para visualização de formas de onda de tensão e corrente dos sistemas conectados ao MGCC.

Figura 5.12 – Interface do sistema SCADA (diagrama esquemático).

Figura 5.13 – Interface do sistema SCADA (formas de onda).

5.4.3 Programação FPGA

O algoritmo de controle foi implementado em FPGA (*Field Programmable Gate Array*). O FPGA é um componente reconfigurável que pode ser programado para atender às necessidades da aplicação. Como a programação é feita em nível de *hardware*, o processamento pode ser executado em nível do componente, sem a necessidade de um *software* para tal fim e, desta forma, não consumindo capacidade de processamento do computador e executando a aplicação de maneira quase determinística. Esta característica permite a coleta de formas de onda dos sinais de entrada de maneira sincronizada, uma característica importante para a coleta de parâmetros como tensão e corrente para cálculo de potência ativa, potência reativa, potência aparente, distorção harmônica e outros parâmetros pertinentes de qualidade de energia.

No caso de medição de formas de onda, deve-se garantir que a aplicação colete os dados de tensão e corrente ao mesmo tempo, utilizando uma janela relativamente curta para fazer a aquisição de dados. A Figura 5.14 apresenta o código de sincronização utilizado, garantindo que os pontos são coletados ao mesmo tempo. O código é implementado de maneira sequencial, sendo cada uma das quatro etapas do código responsável por uma tarefa. Assim, a etapa seguinte somente é executada quando todas as tarefas da etapa anterior forem concluídas.

Figura 5.14 – Sincronização para aquisição de formas de onda.

5.5 Comunicação com medidores de energia

Para a comunicação com os medidores de energia, foi implementada uma rede própria, onde a transmissão dos dados é sequencial, utilizando o padrão RS (*Recommended Standard*) 485, tipo *half-duplex*, ou seja, permite transmissão e recepção por todos os elementos da rede, porém em intervalos de tempo distintos, pois os elementos utilizam o mesmo canal para transmissão dos dados.

A topologia física utilizada é a de barramento. Nesta topologia, todos os equipamentos são ligados diretamente em um mesmo barramento de dados, e apenas uma máquina ou instrumento pode utilizar o barramento em um dado momento. O sinal gerado propaga-se ao longo de todo o barramento. Assim, quando um equipamento estiver transmitindo um sinal, toda a rede fica ocupada e o sinal chega a todos os instrumentos; entretanto, apenas o destinatário o receberá. O destinatário é distinguido pelo endereço que ocupa na rede. Caso dois equipamentos tentem utilizar o barramento simultaneamente, ocorre uma colisão (*data crash*) e, neste caso, o dispositivo mestre que gerencia a rede tentará reiniciar a comunicação com o dispositivo escravo, para que a transmissão de dados seja realizada sem erros. O SCADA atua no gerenciamento da rede e sua função consiste em ordenar qual equipamento utiliza o barramento em determinado momento, e também o tempo necessário para tal equipamento realizar sua comunicação.

A criação das palavras de comando e a decodificação da resposta dos medidores foi implementada utilizando o protocolo descrito na NBR 14522 (ABNT, 2008) para comunicação com medidores de energia, de forma que outros medidores que utilizem o mesmo padrão possam ser incorporados de maneira simples à rede.

5.6 Considerações

O objetivo principal da infraestrutura montada é servir como uma plataforma para pesquisas, onde diferentes situações de interesse possam ser montadas e avaliadas. Dentre os principais benefícios da plataforma física, podem-se citar:

- O refinamento de modelos computacionais, permitindo que efeitos que não tenham sido considerados durante a modelagem possam ser averiguados e incorporados para melhor representar os aspectos relevantes de situações reais;
- Capacitação de pessoal, permitindo obter experiência sobre a montagem e operação em componentes reais;
- Demonstração, permitindo apresentar a públicos de diversas formações a operação de redes inteligentes de distribuição inteligentes, em operação real.

CONCLUSÕES

Recentemente, muitas mudanças vêm ocorrendo na forma como a energia é gerada e distribuída e, com isso, criando oportunidades de utilizar os recursos disponíveis de novas formas. As novas tecnologias que podem ser aplicadas aos sistemas de transmissão e distribuição, como geração distribuída, cargas controláveis (gerenciamento da demanda), e sistemas de armazenamento de energia permitem modos de operação que podem atingir melhores níveis de confiabilidade com menores impactos ambientais. Este trabalho focou na utilização de minirredes para atender a necessidades energéticas, seja em operação isolada ou conectada.

A contribuição principal da pesquisa foi a proposição de uma arquitetura de controle para a operação de minirredes, que pode ser utilizada tanto para operação isolada quanto para operação conectada à rede elétrica. O controle tem por objetivo ser modular, de forma que novas funções possam ser adicionadas sem a necessidade de grandes modificações na arquitetura.

A arquitetura de controle é modelada por meio do balanço energético no nó onde estão ligados os elementos geradores, armazenadores, consumidores, e a rede elétrica. O controle da minirrede é capaz de absorver proporções de variações de quaisquer dos elementos que a compõem, por meio do ajuste dos parâmetros do nível inferior da hierarquia de controle. Acima deste nível existe a máquina de estado, onde estados podem ser alocados juntamente com sua respectiva prioridade de forma dinâmica. Isto permite que estratégias de operação possam ser empilhadas sem modificação na arquitetura original. Esta característica pode auxiliar pesquisas associadas a modos de operação de minirredes, permitindo flexibilidade para implementação de novas estratégias.

Os resultados das simulações mostraram que o algoritmo de controle funciona como desejado e pode ser utilizado para simulações tanto de sistemas isolados como para sistemas conectados à rede. As funções de controle implementadas em camadas superiores da arquitetura de controle interagem adequadamente com as funções básicas de funcionamento da camada de controle inferior. Esta característica possibilita a expansão para a adição de novas funcionalidades e a implementação de estratégias diferentes para novos estudos.

Adicionalmente, foi feita a implementação de uma plataforma para avaliação de redes inteligentes no Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos da Universidade de São Paulo. O objetivo da infraestrutura é a criação de uma plataforma para interação de agentes distribuídos, com a possibilidade de emular diversas situações de operação isolada e conectada, inclusive ambientes em que prosumidores possam interagir ativamente com a rede, comprando e vendendo energia, e fornecendo serviços ancilares. A plataforma implementada possui monitoração de seus parâmetros elétricos e controle sobre o acoplamento dos sistemas que a integram. O sistema de controle e aquisição de dados da plataforma de interação monitora o ponto de acoplamento comum dos sistemas. No ponto de acoplamento comum, são coletadas as formas de onda de tensão e corrente e os dados são tratados utilizando um processador de tempo real. Adicionalmente, também são monitorados parâmetros internos de alguns dos sistemas híbridos conectados, como, estado de carga, potência de geração distribuída, potência entrando e saindo do banco de baterias, entre outros parâmetros.

Minirredes isoladas

No caso de sistemas isolados, a produção de energia elétrica *in loco* parece ser a abordagem mais promissora, pois não enfrenta os problemas ambientais e de logística dos geradores a diesel e da extensão da rede, apesar de necessitar de altos investimentos iniciais. Na maioria dos casos, no entanto, os sistemas precisam ser instalados em um ambiente incapaz de pagar pelo serviço, o que, por sua vez, cria um impasse entre a qualidade do serviço e o custo do sistema. Desta forma, são necessários regulamentos claros e viáveis para garantir a prestação de um serviço. É importante delimitar adequadamente e definir os objetivos do projeto e os papéis das partes interessadas. Não fazer isso leva a uma má atribuição de responsabilidades e resultados parcialmente alcançados. Os objetivos das partes interessadas são diferentes e não devem ser confundidos.

Sistemas isolados ainda enfrentam problemas, principalmente durante a fase de operação dos projetos. Muita importância é atribuída à fase de implantação dos sistemas; porém, em muitas ocasiões os sistemas são pouco robustos para absorver variações em relação ao que foi previamente projetado. Os sistemas isolados não devem ser projetados confiando totalmente nas suposições de projeto. Estas devem ser vistas como uma estimativa inicial para o sistema, porém não se deve utilizar a noção de que o funcionamento adequado do sistema de eletrificação depende inflexivelmente da veracidade destas suposições. Em cenários onde as informações são limitadas, deve-se trabalhar com a noção de robustez sobre

a noção de eficiência. O projeto do sistema de geração enfrenta muitas incertezas não restritas ao lado da oferta. Em muitas ocasiões, a demanda e o consumo passam por uma fase de ajuste, pois comunidades isoladas têm uma quantidade considerável de demanda reprimida, especialmente nos estágios iniciais da eletrificação. Ser capaz de atuar perante um cenário imprevisto é tão importante quanto um dimensionamento adequado no início. Isso implica que o sistema de geração e distribuição deve ser projetado com um nível de flexibilidade e modularidade suficientes, para evitar a impossibilidade de uma eventual expansão.

Os resultados das simulações mostraram que sistemas com geração renovável são mais robustos para absorção de variações, possuindo uma variação de custo menor do que sistemas que utilizam somente combustíveis fósseis. No caso de minirredes utilizando sistemas fotovoltaicos, a disponibilidade do recurso primário influencia na capacidade adequada do sistema. Locais com baixo recurso primário para estes tipos de sistemas beneficiam-se apenas de uma parcela reduzida de penetração de sistemas fotovoltaicos. Nestes casos, o projeto do sistema para atender grande parte do consumo faz com que a energia aproveitada por kWp de gerador e kWh de bateria seja pouca. Os benefícios saturam e, em grande parte do ano, o sistema opera de forma sobredimensionada. Ressalta-se que em certas épocas do ano, em locais de baixa irradiação, o recurso primário pode ser tão pequeno que, para garantir o fornecimento de energia durante esses períodos, o sistema deve ser muito grande. Nestes casos, o investimento inicial do sistema seria muito elevado, o que não seria interessante para investidores, e pode fazer com que parte da infraestrutura seja desperdiçada.

Desta forma, é importante associar flexibilidade ao sistema, para diminuir riscos de altos investimentos em uma infraestrutura que pode não ser a mais adequada para abordar o problema. Uma solução para este problema pode ser a utilização de *clusters* de minirredes. Em um cenário de MIGDI integrados, a energia que não é usada ou armazenada por um sistema pode ser enviada para sistemas próximos e, com isso, aumentar a robustez e a confiabilidade de todos os sistemas envolvidos. Além disso, pode adicionar modularidade aos sistemas, uma vez que os aumentos no pico de carga podem ser atendidos gradualmente, sem se ter que trocar os inversores formadores de rede.

Esta solução torna-se ainda mais atrativa devido à crescente utilização de inversores híbridos (com baterias) para sistemas conectados à rede. Este novo nicho de mercado pode influenciar a disponibilidade de equipamentos para sistemas isolados, por inserir toda uma cadeia produtiva no país, facilitando a aquisição, manutenção e, também, reduzindo os custos

dos equipamentos, da mesma forma como ocorreu para sistemas fotovoltaicos, onde o preço dos sistemas reduziu com sua utilização para sistemas conectados à rede.

Minirredes conectadas

No caso de sistemas conectados à rede principal, os recursos distribuídos disponíveis localmente, como geração distribuída, cargas controláveis e sistemas de armazenamento de energia, podem desempenhar um papel importante, trabalhando conjuntamente com a geração centralizada. Dados os custos associados à geração e ao reforço para atender a demandas de pico que raramente ocorrem, há um potencial para alternativas diferentes daquelas baseadas inteiramente no aumento de capacidade. O gerenciamento de energia, neste contexto, pode representar economias consideráveis em investimentos.

O gerenciamento do sistema elétrico permite uma melhor integração de novos nichos emergentes, que de outra forma poderiam constituir um fardo ao sistema, como veículos elétricos, e possibilita um aumento do acoplamento entre infraestruturas, criando a possibilidade de recirculação de recursos, o que pode diminuir a quantidade de reserva para atender apenas as demandas de horas de pico. Isso faz com que a utilização de recursos pelos agentes que compõem o sistema elétrico seja mais eficiente, pois tende a diminuir o tempo que as infraestruturas operam de forma ociosa.

As redes inteligentes inserem uma série de benefícios ao fornecimento de energia. Contudo, a adoção de redes inteligentes suscitam ainda muitas dúvidas, e a forma de abordar várias novas situações que emergem com este conceito ainda é motivo de debate em muitos meios. A configuração com hierarquia definida, clássica, dos sistemas de fornecimento de energia elétrica possuía muitos procedimentos consolidados para enfrentar diversas situações, baseados em suposições que podem não ser mais verdadeiras quando aplicadas a redes inteligentes. Mesmo que os procedimentos não fossem os mais eficientes, eram aqueles possíveis para a tecnologia e restrições da época de implantação. O custo transacional destas mudanças é elevado, uma vez que sugere o abandono de uma filosofia de trabalho já consolidada e testada em muitas situações, por outra que parece promissora em teoria, mas ainda carece de comprovação prática.

No novo contexto de redes inteligentes, uma forma para abordar elementos com interesses próprios é necessária. A abordagem com agentes é conveniente para tais situações, pois permite a avaliação de diferentes condições de contorno, melhorando a capacidade de resposta para os diferentes cenários que podem vir a ocorrer. A avaliação dependerá de quais

possibilidades os equipamentos terão disponíveis e de como o operador da rede gerencia o funcionamento dos agentes, quais as regras do ambiente, e quais os níveis de liberdade dos agentes para certas tarefas, como vender e comprar energia, e prestar serviços ancilares.

Sugestões para trabalhos futuros

Como sugestões para continuação do trabalho aqui apresentado, propõem-se:

- Implementação da arquitetura de controle em um inversor híbrido (com banco de baterias);
- Realização de experimentos com a infraestrutura montada;
- Extensão da arquitetura para controle da geração e da carga (gerenciamento da demanda).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABNT. NBR 5410 - Instalações elétricas de baixa tensão. *Associação Brasileira de Normas Técnicas*, 2004.

ABNT. NBR 14522 - Intercâmbio de Informações para Sistemas de Medição de Energia Elétrica. *Associação Brasileira de Normas Técnicas*, 2008.

ABREU, Y. V., OLIVEIRA, M. A. G., GUERRA, S. M. *Energia Sociedade e Meio Ambiente*. Málaga: Universidade de Málaga, 2010. Disponível em: <<http://www.eumed.net/cursecon/libreria/index.htm>>.

AMANULLA, B.; CHAKRABARTI, S.; SINGH, S. N. Reconfiguration of power distribution systems considering reliability and power loss. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 27, n. 2, p. 918–926, 2012.

ANDRADE, C. B. Qualidade do fornecimento de energia elétrica em sistemas isolados segundo o parâmetro de continuidade DIC. Dissertação de mestrado. *Universidade Federal do ABC*, 2011.

ANEEL. Resolução Normativa N° 493. Agência Nacional de Energia Elétrica, , 2012a.

ANEEL. Resolução Normativa N° 482. Agência Nacional de Energia Elétrica, , 2012b. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>

ANEEL. Unidades Consumidoras com Geração Distribuída – Resumo por tipo de geração. Site na internet. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp>.

ANP. Série histórica do levantamento de preços e de margens de comercialização de combustíveis. Site na internet. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/precos-e-defesa/234-precos/levantamento-de-precos/868-serie-historica-do-levantamento-de-precos-e-de-margens-de-comercializacao-de-combustiveis>>. Acesso em: 6 dez. 2017.

ANSAR, A.; FLYVBJERG, B.; BUDZIER, A.; LUNN, D. Should we build more large dams? The actual costs of hydropower megaproject development. *Energy Policy*, v. 69, p. 43–56, 2014.

ANSARI, J.; GHOLAMI, A.; KAZEMI, A. Multi-agent systems for reactive power control in smart grids. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, v. 83, p. 411–425, 2016. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2016.04.010>>.

AZAZA, M.; WALLIN, F. Multi objective particle swarm optimization of hybrid micro-grid system: A case study in Sweden. *Energy*, v. 123, p. 108–118, 2017. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2017.01.149>>.

BAJPAI, P.; DASH, V. Hybrid renewable energy systems for power generation in stand-alone applications: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 16, n. 5, p. 2926–2939, 2012. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2012.02.009>>.

BARBOSA, C. F. DE O. Avaliação Tecnológica, Operacional e de Gestão de Sistemas Híbridos para a Geração de Eletricidade na Região Amazônica. 2006. Dissertação de mestrado, *Departamento de Engenharia elétrica, Universidade Federal do Pará*, 2006.

BASAK, P., CHOWDHURY, S., HALDER NEE DEY, S., & CHOWDHURY, S. P.. A literature review on integration of distributed energy resources in the perspective of control, protection and stability of microgrid. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 16, n. 8, p. 5545–5556, 2012. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2012.05.043>>.

BAURZHAN, S.; JENKINS, G. P. Off-grid solar PV: Is it an affordable or appropriate solution for rural electrification in Sub-Saharan African countries? *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 60, p. 1405–1418, 2016. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.03.016>>.

BORHANAZAD, H., MEKHILEF, S., GOUNDER GANAPATHY, V., MODIRI-DELSHAD, M., & MIRTAHERI, A. Optimization of micro-grid system using MOPSO.

Renewable Energy, v. 71, p. 295–306, 2014. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2014.05.006>>.

BUSH, S. F. *Smart Grid: Communication-Enabled Intelligence for the Electric Power*. Wiley, 2014.

BYRNE, R. H.; SILVA-MONROY, C. A. Estimating the Maximum Potential Revenue for Grid Connected Electricity Storage: Arbitrage and Regulation. *Sand2012-3863*, n. December, p. 64, 2012. Disponível em: <<http://www.sandia.gov/ess/publications/SAND2012-3863.pdf>>.

CABRAAL, ANIL, DAVIES, MAC COSGROVE, SCHAEFFER, L. Best practices for photovoltaic household electrification programs: lessons from experiences in selected countries. World Bank technical paper ; no. WTP 324. Asia Technical Department series. Washington, D.C. : The World Bank. <http://documents.worldbank.org/curated/en/502521468777286393/Best-practices-for-photovoltaic-household-electrification-programs-lessons-from-experiences-in-selected-countries>. 1996.

CARLOS, L.; BLASQUES, M. Alternativas para a Sustentabilidade de Sistemas de Geração de Energia com Fontes Renováveis em Comunidades Isoladas. VI Encontro Nacional e IV Encontro Latino americano sobre Edificações e Comunidades Sustentáveis 2011, Vitória.

CARRASCO, LUIS MIGUEL, NARVARTER, L. Operational cost and reliability in a large rural electrification programme based on solar home systems. *28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition 2013*. p. 3831–3835.

CARRASCO, L. M.; NARVARTE, L.; LORENZO, E. Operational costs of A 13,000 solar home systems rural electrification programme. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 20, p. 1–7, 2013. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2012.11.073>>.

CHAUREY, A.; KANDPAL, T. C. A techno-economic comparison of rural electrification based on solar home systems and PV microgrids. *Energy Policy*, v. 38, n. 6, p. 3118–3129,

2010. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2010.01.052>>.

DA ROSA, M. A.; LEITE DA SILVA, A. M.; MIRANDA, V. Multi-agent systems applied to reliability assessment of power systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 42, n. 1, p. 367–374, 2012. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S014206151200124X>>.

FEDRIZZI, M. C.; RIBEIRO, F. S.; ZILLES, R. Lessons from field experiences with photovoltaic pumping systems in traditional communities. *Energy for Sustainable Development*, v. 13, n. 1, p. 64–70, 2009. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.esd.2009.02.002>>.

GOVERNO FEDERAL. Lei 12212. , 2010. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2010/Lei/L12212.htm>.

GUZZI, F.; NEVES, D.; SILVA, C. A. Integration of smart grid mechanisms on microgrids energy modelling. *Energy*, v. 129, p. 321–330, 2017. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2017.04.084>>.

HOPKINSON, K. *et al.* EPOCHS: A platform for agent-based electric power and communication simulation built from commercial off-the-shelf components. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 21, n. 2, p. 548–558, 2006.

INMETRO. Requisitos de Avaliação da Conformidade para Sistemas e Equipamentos para Energia Fotovoltaica (Módulo, Controlador de Carga, Inversor e Bateria). *Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial.* , 2011

IRFAN, M., IQBAL, J., IQBAL, A., IQBAL, Z., RIAZ, R. A., & MEHMOOD, A. Opportunities and challenges in control of smart grids – Pakistani perspective. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 71, n. December 2016, p. 652–674, 2017. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.12.095>>.

ISMAIL, M. S.; MOGHAVVEMI, M.; MAHLIA, T. M. I. Genetic algorithm based optimization on modeling and design of hybrid renewable energy systems. *Energy Conversion and Management*, v. 85, p. 120–130, 2014. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2014.05.064>>.

JACOB, A. S.; BANERJEE, R.; GHOSH, P. C. Sizing of hybrid energy storage system for a PV based microgrid through design space approach. *Applied Energy*, v. 212, n. December 2017, p. 640–653, 2018. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261917317543>>.

JANNUZZI, GILBERTO DE MARTINO, VARELLA, FABIANA K. O. M., GOMES, R. D. M. Avaliação de sistemas individuais de geração de energia elétrica com fontes intermitentes - SIGFIs. *International Energy Initiative*, 2009.

KAABECHE, A.; DIAF, S.; IBTIOUEN, R. Firefly-inspired algorithm for optimal sizing of renewable hybrid system considering reliability criteria. *Solar Energy*, v. 155, p. 727–738, 2017. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.06.070>>.

KAHROBAEE, S., RAJABZADEH, R. A., SOH, L. K., & ASGARPOOR, S. . Multiagent study of smart grid customers with neighborhood electricity trading. *Electric Power Systems Research*, v. 111, p. 123–132, 2014. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2014.02.013>>.

KALDELLIS, J. K.; ZAFIRAKIS, D.; KAVADIAS, K. Minimum cost solution of wind-photovoltaic based stand-alone power systems for remote consumers. *Energy Policy*, v. 42, p. 105–117, 2012. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2011.11.054>>.

KARAKAYA, E.; SRIWANNAWIT, P. Barriers to the adoption of photovoltaic systems: The state of the art. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 49, p. 60–66, 2015.

KHAN, M. W.; WANG, J. The research on multi-agent system for microgrid control and optimization. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 80, n. February, p. 1399–1411, 2017. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.279>>.

KORAZ, Y.; GABBAR, A. Risk analysis and self-healing approach for resilient interconnect micro energy grids. *Sustainable Cities and Society*, v. 32, n. February, p. 638–653, 2017. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.scs.2017.05.010>>.

LAHIMER, A. A., ALGHOUL, M. A., YOUSIF, F., RAZYKOV, T. M., AMIN, N., & SOPIAN, K. Research and development aspects on decentralized electrification options for rural household. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 24, p. 314–324, 2013. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2013.03.057>>.

LI, B.; ROCHE, R.; MIRAOUI, A. Microgrid sizing with combined evolutionary algorithm and MILP unit commitment. *Applied Energy*, v. 188, p. 547–562, 2017. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.12.038>>.

LIDULA, N. W. A.; RAJAPAKSE, A. D. Microgrids research: A review of experimental microgrids and test systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 15, n. 1, p. 186–202, 2011. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2010.09.041>>.

LIU, CHEN-CHING, MCARTHUR, STEPHEN, LEE, S.-J. *Smart Grid Handbook*. Chichester, UK: John Wiley & Sons, Ltd, 2016. Disponível em: <<http://doi.wiley.com/10.1002/9781118755471>>.

LOPES, J. A. P., MOREIRA, C. L., & MADUREIRA, A. G. Defining Control Strategies for MicroGrids Islanded Operation. v. 21, n. 2, p. 916–924, 2006.

MALIK, F. H.; LEHTONEN, M. A review: Agents in smart grids. *Electric Power Systems Research*, v. 131, p. 71–79, 2016. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2015.10.004>>.

MCARTHUR, S. D. J., MEMBER, S., DAVIDSON, E. M., CATTERSON, V. M., DIMEAS, A. L., MEMBER, S., PONCI, F. Multi-Agent Systems for Power Engineering Applications — Part II : Technologies , Standards , and Tools for Building Multi-agent Systems. v. 22, n. 4, p. 1753–1759, 2007.

MIARA, A., TARR, C., SPELLMAN, R., VÖRÖSMARTY, C. J., & MACKNICK, J. E. The power of efficiency: Optimizing environmental and social benefits through demand-side-management. *Energy*, v. 76, p. 502–512, 2014.

MOCELIN, A. Qualificação Profissional e Capacitação Laboratorial em Sistemas Fotovoltaicos. Tese de doutorado. *Universidade de São Paulo*, 2014.

MORANTE, F.; ZILLES, R. Electric consumption in SHSs in rural communities of Brazil and Peru and recommendations for sizing. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, v. 16, n. 2, p. 171–179, mar. 2008. Disponível em: <<http://doi.wiley.com/10.1002/pip.790>>.

NIEZ, A. Comparative Study on Rural Electrification Policies in Emerging Economies - Keys to Successful Policies. *International Energy Agency* , 2010.

PALIT, D. Solar energy programs for rural electrification: Experiences and lessons from South Asia. *Energy for Sustainable Development*, v. 17, n. 3, p. 270–279, 2013. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.esd.2013.01.002>>.

PALIZBAN, O.; KAUHANIEMI, K.; GUERRERO, J. M. Microgrids in active network management - Part II: System operation, power quality and protection. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 36, p. 440–451, 2014a. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.04.048>>.

PALIZBAN, O.; KAUHANIEMI, K.; GUERRERO, J. M. Microgrids in active network

management - Part I: Hierarchical control, energy storage, virtual power plants, and market participation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 36, p. 428–439, 2014b. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.01.016>>.

PIPATTANASOMPORN, M.; FERROZE, H.; RAHMAN, S. Multi-agent systems in a distributed smart grid: Design and implementation. *2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition*, p. 1–8, 2009. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/4840087/>>.

PONTE, GUSTAVO PIRES, CASTRO, GABRIEL MALTA, TEIXEIRA, IVANOSKY THIAGO, LIMA, D. DE B. Avaliação do suprimento através de SIGFI30 e SIGFI45 em função do atendimento a cargas de refrigeração em regiões remotas. *XXIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica* 2015, Foz do Iguaçu: , 2015.

RAHMAN, M. M., PAATERO, J. V., POUDYAL, A., & LAHDELMA, R. Driving and hindering factors for rural electrification in developing countries: Lessons from Bangladesh. *Energy Policy*, v. 61, p. 840–851, 2013.

RAHMAN, M. S.; OO, A. M. T. Distributed multi-agent based coordinated power management and control strategy for microgrids with distributed energy resources. *Energy Conversion and Management*, v. 139, p. 20–32, 2017. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0196890417301255>>.

RAJBONGSHI, R.; BORGOHAIN, D.; MAHAPATRA, S. Optimization of PV-biomass-diesel and grid base hybrid energy systems for rural electrification by using HOMER. *Energy*, v. 126, p. 461–474, 2017. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2017.03.056>>.

RAMOS, MARCIA, VIEIRA, LEONARDO, GALDINO, MARCO ANTÔNIO, OLIVEIRI, M. M. A. Avaliação de sistemas fotovoltaicos isolados tipo SIGFI alimentando refrigeradores. *XXIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Foz do Iguaçu, 2015.

RINGLER, P.; KELES, D.; FICHTNER, W. Agent-based modelling and simulation of smart electricity grids and markets - A literature review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 57, p. 205–215, 2016. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.169>>.

ROCABERT, J., LUNA, A., BLAABJERG, F., RODRÍGUEZ, P. Control of power converters in AC microgrids. *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 27, n. 11, p. 4734–4749, 2012.

ROMEL, J. M. B. Análise da Estabilidade Dinâmica de Redes com Controle Autônomo de Frequência e Tensão. Tese de doutorado. *Universidade de São Paulo*, 2012.

SANAJAOBA SINGH, S.; FERNANDEZ, E. Modeling, size optimization and sensitivity analysis of a remote hybrid renewable energy system. *Energy*, v. 143, p. 719–731, 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.11.053>>.

SANTOS, G., PINTO, T., MORAIS, H., SOUSA, T. M., PEREIRA, I. F., FERNANDES, R., PRAÇA, I., VALE, Z Multi-agent simulation of competitive electricity markets: Autonomous systems cooperation for European market modeling. *Energy Conversion and Management*, v. 99, p. 387–399, 2015. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2015.04.042>>.

SARAIVA, F.; NORDSTR, L.; ASADA, E. Multi-Agent Systems Applied to Power Loss Minimization in Distribution-Level Smart Grid with Dynamic Load Variation. *IEEE Congress on Evolutionary Computation (CEC)*, p. 217–224, 2017.

SOARES, G. F. W., VIEIRA, L. DOS S. R., GALDINO, M. A. E., OLIVIERI, M. M. DE A., BORGES, E. L. DE P., CARVALHO, C. M. DE, & LIMA, A. A. N. Comparação De Custos Entre Sistemas Fotovoltaicos Individuais E Minicentrais Fotovoltaicas Para Eletrificação Rural. *III Congresso Brasileiro de Energia Solar*, p. 1–12, 2010.

SOSHINSKAYA, M., CRIJNS-GRAUS, W. H. J., GUERRERO, J. M., & VASQUEZ, J. C. Microgrids: Experiences, barriers and success factors. *Renewable and Sustainable Energy*

Reviews, v. 40, p. 659–672, 2014.

TAO, L.; SCHWAEGERL, C.; NARAYANAN, S, ZHANG, J. H. From Laboratory Microgrids to Real Markets-Challenges & Opportunities. *Power Electronics and ...*, 2011. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/5944600/>>.

USTUN, T. S.; OZANSOY, C.; ZAYEGH, A. Recent developments in microgrids and example cases around the world - A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 15, n. 8, p. 4030–4041, 2011. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2011.07.033>>.

VALE, SILVIO BISPO, BLASQUES, LUIS CARLOS MACEDO, CARVALHO, CLÁUDIO MONTEIRO, BORGES, LUIS DE PAULA, MAIA, F. N. A experiência obtida com os projetos de geração com fontes renováveis de energia na região norte do Brasil: do PRODEEM aos Projetos Especiais das Concessionárias. São Paulo, 2012.

VALER, L. ROBERTO, RIBEIRO, TINA BIMESTRE SELLES, MOCELIN, ANDRÉ, ZILLES, R. Lições aprendidas no processo de implantação de sistemas fotovoltaicos domiciliares em duas comunidades rurais. *Revista Brasileira de Energia Solar*, v. 5, p. 18–26, 2014.

VALER, L. R. *et al.* Assessment of socioeconomic impacts of access to electricity in Brazilian Amazon: Case study in two communities in Mamirauá Reserve. *Energy for Sustainable Development*, v. 20, n. 1, p. 58–65, 2014. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.esd.2014.03.002>>.

VAN ELS, R. H.; DE SOUZA VIANNA, J. N.; BRASIL, A. C. P. The Brazilian experience of rural electrification in the Amazon with decentralized generation - The need to change the paradigm from electrification to development. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 16, n. 3, p. 1450–1461, 2012. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2011.11.031>>.

VASILJEVSKA, J.; PEÇAS LOPES, J. A.; MATOS, M. A. Evaluating the impacts of the multi-microgrid concept using multicriteria decision aid. *Electric Power Systems Research*, v.

91, p. 44–51, 2012.

VASILJEVSKA, J.; PEÇAS LOPES, J. A.; MATOS, M. A. Integrated micro-generation, load and energy storage control functionality under the multi micro-grid concept. *Electric Power Systems Research*, v. 95, p. 292–301, 2013.

WIEMANN, MARCUS, ROLLAND SIMON, GLANIA, G. *Hybrid Power Systems Based on Renewable Energies: a suitable and cost-competitive solution for rural electrification*. . Brussels, 2011.

ARTIGOS PUBLICADOS

Periódicos internacionais

Manito, A.R.A., Pinto, A., Zilles, R., Evaluation of utility transformers's lifespan with different levels of grid-connected photovoltaic systems penetration. **Renewable Energy** , v.96, p.700 - 714, 2016.

Valer, L. R., **Manito, A. R. A.**, Ribeiro, t. b. S., Zilles, R., Pinho, J. T., Issues in PV systems applied to rural electrification in Brazil. **Renewable & Sustainable Energy Reviews**. v.78, p.1033 - 1043, 2017.

Congressos internacionais

Manito, A.R.A., Souza, K. J. F. N. C., Mocelin, A. R., Melendez, T. A. F., Pinho, J. T., Zilles, R., Laboratory infrastructure for research and capacity building on isolated and grid-connected smart micro-grids. European PV Solar Energy Conference and Exhibition PVSEC 2017. Amsterdam, Holanda. **33th EU PVSEC conference Proceedings**, 2017.

Almeida, M. P., **Manito, A.R.A**, Figueiredo, G. P. F., Influence of small defects on the production and safety of PV plants. European PV Solar Energy Conference and Exhibition PVSEC 2017. Amsterdam, Holanda. **33th EU PVSEC conference Proceedings**, 2017.

Barbosa, C. F. O., Correa, J. A. L., Veríssimo, J. P A., Lemos, I. H. L., Galhardo, M. A. B., Pereira E. J. S., Pinho, J. T., **Manito, A.R.A.**, Laboratory of hybrid systems and mini-grids. European PV Solar Energy Conference and Exhibition PVSEC 2017. Amsterdam, Holanda. **33th EU PVSEC conference Proceedings**, 2017.

Manito, A.R.A., Souza, K. J. F. N. C., Mocelin, A. R., Melendez, T. A. F., Pinho, J. T., Zilles, R., Integration of autonomous renewable energy generation systems with different topologies in a smart grid cluster to enhance performance in usual operational situations. Solar World Congress 2017. Abu-Dhabi, Emirados Árabes Unidos.

Congressos nacionais

Rodriguez, M. A., Almeida, M. P., Pinto, A. F. C., **Manito, A. R. A.**, Zilles, R., Silva, J. F. R., Resultados do primeiro ano de operação de sistemas fotovoltaicos com seguimentos em dois eixos e módulos com e sem concentração. VI congresso Brasileiro de Energia Solar, 2016, Belo Horizonte. **Anais do VI congresso Brasileiro de Energia Solar, 2016.**

Ramos, V. M.; Galhardo, M. A. B.; **Manito, A. R. A.**; Macedo, W. N.; Pinho, J. T. Análise do Impacto de um SFCR em uma edificação com carga predominante de climatização artificial. In: V Congresso Brasileiro de Energia Solar (V CBENS), 2014, Recife. V Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2014. **Anais do V congresso Brasileiro de Energia Solar, 2014.**

Souza, K.; **Manito, A. R. A.**; Mocelin, A.; Melendez, T.; Zilles, R.; Pinho, J. Geração distribuída com armazenamento conectada à rede elétrica. VII congresso Brasileiro de Energia Solar, Gramado. **Anais do VII congresso Brasileiro de Energia Solar, 2018.**

Figueiredo, G.; Almeida, M. P.; **Manito, A. R. A.**; Zilles, R. Alternativa de baixo custo para imagens em eletroluminescência de módulos fotovoltaicos. VII congresso Brasileiro de Energia Solar, Gramado. **Anais do VII congresso Brasileiro de Energia Solar, 2018.**