



UNIVERSIDADE FEDERAL DO MARANHÃO
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE
ELETRICIDADE

*Rede Híbrida de Distribuição de Energia em CC e CA como uma Solução
Alternativa para Microrredes Isoladas*

Hércules Araújo Oliveira

São Luís, Maranhão, Brasil
Fevereiro de 2017

Hércules Araújo Oliveira

***Rede Híbrida de Distribuição de Energia em CC e CA como uma Solução
Alternativa para Microrredes Isoladas***

Dissertação submetida à Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Eletricidade da Universidade Federal do Maranhão, como requisito parcial à obtenção do grau de Mestre em Engenharia de Eletricidade.

Área de Concentração: Automação e Controle

**Prof. Luiz Antonio de Souza Ribeiro, Dr.
Orientador**

**Prof. José Gomes de Matos, Dr.
Coorientador**

São Luís, Maranhão, Brasil
Fevereiro de 2017

Ficha gerada por meio do SIGAA/Biblioteca com dados fornecidos pelo(a) autor(a).
Núcleo Integrado de Bibliotecas/UFMA

Oliveira, Hércules Araújo.

Rede Híbrida de Distribuição de Energia em CC e CA como
uma Solução Alternativa para Microrredes Isoladas /
Hércules Araújo Oliveira. - 2017.

113 f.

Coorientador(a): José Gomes de Matos.

Orientador(a): Luiz Antonio de Souza Ribeiro.

Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-graduação em
Engenharia de Eletricidade/ccet, Universidade Federal do
Maranhão, São Luís, 2017.

1. Distribuição Híbrida. 2. Microrredes CC. 3.
Microrredes Isoladas. I. Matos, José Gomes de. II. Souza
Ribeiro, Luiz Antonio de. III. Título.

Rede Híbrida de Distribuição de Energia em CC e CA como uma Solução Alternativa para Microrredes Isoladas

Hércules Araújo Oliveira

Dissertação aprovada em 13 de março de 2017.

Prof. Luiz Antonio de Souza Ribeiro, Dr. UFMA

(Orientador)

Prof. José Gomes de Matos, Dr. - UFMA

(Coorientador)

Prof. Alexandre Cunha Oliveira, Dr. - UFCG

(Membro da Banca Examinadora)

Prof. Osvaldo Ronald Saavedra Mendez, Dr. - UFMA

(Membro da Banca Examinadora)

*Ao Senhor Deus, que nunca me desamparou.
Aos meus pais Ferdinando e Rosiléia.*

Agradecimentos

Em primeiro lugar à Deus, por me guiar e permitir chegar até aqui.

Aos meus pais e demais familiares, por compreenderem a minha ausência, por me incentivarem, por terem confiado e investido em mim.

Em especial, à minha companheira insubstituível, Lorena Lúcia Costa Ladeira, por ter me incentivado a fazer este Mestrado, pelo amor e carinho. Sobretudo, pela paciência e por ter entendido minhas faltas durante essa caminhada.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Luiz Antonio de Souza Ribeiro, e ao meu coorientador, Prof. Dr. José Gomes de Matos, pela paciência e compreensão, pelo incentivo que me foi dado para concluir este trabalho, pelas orientações e discussões ao longo dessa etapa, por terem disponibilizado o espaço e recursos que contribuíram para o desenvolvimento desta pesquisa. Sou muito grato pela oportunidade que me foi dada. Tenho-os como referência de profissionalismo e de professores comprometidos com o ensino. Sobretudo, agradeço pela confiança e amizade. Obrigado.

Aos amigos Marcel Soares Lima e Luis Felipe Moreira Teixeira, por terem me recebido no IEE e ajudado a me adaptar, pelas orientações e discussões que contribuíram para o meu crescimento.

Ao grupo de professores do IEE, pelo companheirismo e conhecimentos passados ao longo desse curso de pós-graduação: Shigeaki Leite de Lima, Osvaldo Ronald Saavedra Mendez e Silvangela Lilian Barcelos.

Aos amigos Marcos Paulo e Daniele Viana, pelas conversas e incentivos durante esse período em que estivemos juntos.

Ao CNPQ e à UFMA, por terem financiado e incentivado este trabalho.

A todos àqueles que não foram citados, mas que de alguma forma contribuíram para o desenvolvimento deste trabalho.

Resumo

Este trabalho propõe uma topologia de microrredes isoladas com rede híbrida (parte em CC e parte em CA) de distribuição de energia elétrica. Essa topologia pode servir como modelo alternativo ao modelo convencional de rede de distribuição de energia totalmente em CA para o atendimento elétrico de comunidades isoladas. A topologia consiste em utilizar um sistema tronco de distribuição de energia em CC e de subsistemas com distribuição CA. Conversores CC/CA são distribuídos estrategicamente ao longo da rede tronco CC, formando subsistemas CA, com a finalidade de atender determinado número de consumidores com carga em CA. Apesar de existirem cargas que podem ser alimentadas em CC, essa não é uma realidade para as cargas de uso doméstico, que basicamente são alimentadas em CA. Assim, o interesse deste trabalho é avaliar as possíveis vantagens dessa topologia sobre as convencionais microrredes com rede de distribuição em baixa tensão em CA. Neste contexto, os parâmetros de análise a serem estudados são o aumento da extensão da rede de distribuição sem a necessidade de se utilizar transformadores, condutores elétricos com seções transversais maiores ou geração distribuída; a eficiência na distribuição de energia, avaliando as perdas, e a redução de custos de implantação e operação. Para se comparar a microrrede com rede de distribuição híbrida, adotou-se como referência uma microrrede isolada com rede de distribuição somente CA: a microrrede com geração eólica-solar da Ilha de Lençóis está localizada no nordeste do Brasil, a qual está em operação desde julho de 2008.

Palavras-chave: Microrredes isoladas, microrrede CC, rede de distribuição híbrida.

Abstract

This work proposes a topology of isolated microgrids with hybrid network (part in DC and part in AC) of electric power distribution. This topology can serve as an alternative model to the conventional AC distribution network model for the electrical service of isolated communities. The topology consists of using a main system of DC power distribution and subsystems with an AC distribution. DC/AC converters are strategically distributed along the DC main network, forming AC subsystems, in order to serve a certain number of consumers with AC loads. Although there are loads that can be fed in DC, this is not a reality for household loads, which are basically AC powered. Thus, the interest of this work is to evaluate the possible advantages of this topology over the conventional microrredes with distribution network in low voltage in AC. In this context, the analysis parameters to be studied are: the increasing the extension of the distribution network without the need to use transformers, electric conductors with larger cross sections or distributed generation; the efficiency in the distribution of energy, evaluating the losses, and the reduction of implantation and operation costs. In order to compare the microgrid with hybrid distribution network, an isolated microgrid with purely CA distribution network was adopted as reference: the microgrid with solar-wind generation of Lençóis Island, located in the northeast of Brazil, which has been in operation since July 2008.

Keywords: Isolated microgrids, DC microgrids, hybrid distribution network.

Lista de Abreviaturas

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CEMAR	Companhia Energética do Maranhão S.A.
GD	Geração distribuída
GPS	Sistema de Posição Global - (<i>Global Position System</i>)
IEC	Comissão Eletrotécnica Internacional - (<i>International Electrotechnical Commission</i>)
IEE-UFMA	Instituto de Energia Elétrica da Universidade Federal do Maranhão
MME	Ministério de Minas e Energia
MPPT	Algoritmo rastreador do ponto de máxima potência - (<i>Maximum Power Point Tracker</i>)
PCC	Ponto de Conexão Comum
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Brasileiro
PU	Por unidade
PV	Painel Fotovoltaico
OLTC	<i>On Load Tap Change</i>

Lista de Figuras

Figura 2.1 – Microrrede isolada com geração concentrada.	26
Figura 2.2 – Microrrede isolada com geração distribuída.	27
Figura 2.3 – Exemplo de microrrede isolada com geração concentrada com barramento CC.	29
Figura 2.4 – Exemplo de microrrede isolada com geração concentrada com barramento CA.	29
Figura 2.5 – Exemplo de uma microrrede isolada com geradores e bancos de baterias distribuídos.	31
Figura 2.6 – Microrrede com distribuição de energia em CA.	33
Figura 2.7 – Microrrede com distribuição de energia em CC.	34
Figura 2.8 – Exemplo das perdas em estágios de conversão dos conversores.	35
Figura 2.9 – Proposta de microrrede isolada com rede de distribuição híbrida (parte em CC e parte em CA).	41
Figura 2.10 – Sistema de geração híbrido eólico-solar da Ilha de Lençóis.	42
Figura 3.1 – Rede de distribuição genérica.	45
Figura 3.2 – Mapeamento da rede de distribuição da microrrede da Ilha de Lençóis.	52
Figura 3.3 – Rede de distribuição da microrrede da Ilha de Lençóis.	53
Figura 3.4 – Potência média demanda durante o dia (09/07/2016).	55
Figura 3.5 – Potência média demandada durante o dia (22/10/2016).	56
Figura 3.6 – Energia consumida durante o dia (09/07/2016).	56
Figura 3.7 – Energia consumida durante o dia (22/10/2016).	57
Figura 3.8 – Potência média demandada durante a noite (08/07/2016).	57
Figura 3.9 – Potência média demandada durante a noite (09/07/2016).	58
Figura 3.10 – Potência média demandada durante a noite (22/10/2016).	58
Figura 3.11 – Energia consumida durante a noite (08/07/2016).	59
Figura 3.12 – Energia consumida durante a noite (09/07/2016).	59
Figura 3.13 – Energia consumida durante a noite (22/10/2016).	60
Figura 3.14 – Potência média demandada durante 24 horas (09/07/2016).	60
Figura 3.15 – Potência média demandada durante 24 horas (22/10/2016).	61
Figura 3.16 – Energia consumida durante 24 horas (09/07/2016).	61
Figura 3.17 – Energia consumida durante 24 horas (22/10/2016).	62

Figura 3.18 – Circuito equivalente de uma rede de distribuição curta.	64
Figura 3.19 – Carga conectada à rede de distribuição trifásica.	64
Figura 3.20 – Rede genérica de distribuição em CA expandida (estudo de caso).	67
Figura 3.21 – Circuito equivalente de uma rede de distribuição genérica com geração eólica.	69
Figura 3.22 – Modelo médio da potência demandada pelos inversores que alimentam as cargas CA.	72
Figura 3.23 – Rede genérica de distribuição em CC.	72
Figura 4.1 – Comparação de custos para 1,6 km de condutores com seção transversal de 25 mm ² para rede em CA e 50 mm ² para rede em CC.	77
Figura 4.2 – Comparação de custos para 1,6 km de condutores com seção transversal de 35 mm ² para rede em CA e 70 mm ² para rede em CC.	77
Figura 4.3 – Comparação de custos para 1,6 km de condutores com seção transversal de 50 mm ² para rede em CA e 95 mm ² para rede em CC.	78
Figura 4.4 – Comparação das perdas de energia mensais nos condutores com seção transversal de 25 mm ² para rede em CA e 50 mm ² para rede em CC.....	80
Figura 4.5 – Comparação de das perdas de energia mensais nos condutores com seção transversal de 35 mm ² para rede em CA e 70 mm ² para rede em CC.	81
Figura 4.6 – Comparação das perdas de energia mensais nos condutores com seção transversal de 50 mm ² para rede em CA e 95 mm ² para rede em CC.....	81
Figura 4.7 – Custo com condutores elétricos e conversores das redes de distribuição CA e CC.	86

Lista de Tabelas

Tabela 3.1 – Cálculo de queda de tensão em redes de baixa tensão.....	46
Tabela 3.2 – Comprimento e queda de tensão para a configuração real da rede de distribuição do estudo de caso e da rede CC.	66
Tabela 3.3 – Comprimento e queda de tensão para a rede CA expandida.	66
Tabela 3.4 – Valores limites relativos às tensões nominais no PCC para redes de distribuição igual ou inferior a 1 kV.....	68
Tabela 3.5 – Comprimento e queda de tensão da rede de distribuição em CC expandida.....	73
Tabela 4.1 – Comparação de custos com condutores elétricos para as redes de distribuição em CA e em CC.....	76
Tabela 4.2 – Impedância e resistência nos condutores multiplexados das redes de distribuição em CA e em CC.....	79
Tabela 4.3 – Perdas de energia mensais nos condutores elétricos para as redes de distribuição em CA e em CC.....	79
Tabela 4.4 – Preço médio dos inversores para a rede de distribuição híbrida.....	83
Tabela 4.5 – Custo com inversores para a rede de distribuição híbrida.	84
Tabela 4.6 – Comparação de custo dos inversores e condutores elétricos, com seções de 25 e 50 mm ² , para as redes de distribuição em CA e em CC.	85
Tabela 4.7 – Comparação de custo dos inversores e condutores elétricos, com seções de 35 e 70 mm ² , para as redes de distribuição em CA e em CC.	85
Tabela 4.8 – Comparação de custo dos inversores e condutores elétricos, com seções de 50 e 95 mm ² , para as redes de distribuição em CA e em CC.	85
Tabela 4.9 – Perdas de energia mensais nos inversores para as redes de distribuição em CA e CC.....	88
Tabela 4.10 – Consumo total de energia mensal do sistema elétrico em CA e em CC.....	88
Tabela 4.11 – Indicadores do consumo de óleo diesel da microrrede do estudo de caso e estimação do consumo de óleo diesel para rede proposta.	89

Sumário

Lista de Abreviaturas	ix
Lista de Figuras	x
Lista de Tabelas	xii
Capítulo 1	16
Introdução e Contextualização	16
1.1. Introdução	16
1.2. Motivação	20
1.3. Objetivos do Trabalho	23
1.4. Organização do Texto.....	24
Capítulo 2	25
Microrredes com Distribuição de Energia Elétrica em Corrente Alternada e em Corrente Contínua	25
2.1. Introdução	25
2.1.1. Conceito de Microrrede	25
2.2. Sistemas de geração de energia elétrica isolados a partir de fontes renováveis: Microrredes CA versus CC – Estado da Arte.....	33
2.2.1. Vantagens de Microrredes CC.....	35
2.2.1.1. Redução da quantidade de estágios de conversão e aumento da eficiência do sistema de distribuição de energia elétrica	35
2.2.1.2. Não se faz necessária a sincronização dos geradores de potência com a rede de distribuição	36
2.2.1.3. Baixa interferência de harmônicas	36
2.2.1.4. Menor custo em relação a microrrede CA	37
2.2.2. Desvantagens de Microrredes CC.....	37
2.2.2.1. Ausência de normas reguladoras.....	37
2.2.2.2. Desconhecimento sobre microrredes	38

2.2.2.3.	Alto custo de implementação para sistemas completamente em CC	38
2.2.2.4.	Falta de produtos com fonte de alimentação CC direta	39
2.3.	Proposta de Trabalho	39
2.3.1.	Estudo de Caso de Microrrede – Sistema de Geração Híbrido da Ilha de Lençóis	41
Capítulo 3	44
Estudo de Caso – Mapeamento e Dimensionamento das Redes de Distribuição....		44
3.1.	Introdução	44
3.2.	Queda de Tensão em Redes de Distribuição de Baixa Tensão.....	44
3.3.	Correção da Resistência em Cabos de Potência	46
3.3.1.	Correção em Função da Variação de Temperatura.....	47
3.4.	Normas Técnicas para Dimensionamento de Condutores em Redes de Baixa Tensão	48
3.5.	Relação de Correspondência para Perdas em Sistemas CA e CC	49
3.6.	Mapeamento da Microrrede da Ilha de Lenções.....	51
3.6.1.	Levantamento de Dados.....	51
3.6.2.	Mapeamento das Unidades Consumidores e Rede de Distribuição.....	52
3.6.3.	Estimação da Demanda.....	54
3.7.	Redes de Distribuição	62
3.7.1.	Modelo de Rede de Distribuição para Redes Curtas	63
3.7.2.	Rede de Distribuição em CA – Estudo de Caso	65
3.7.2.1.	Problemas com geração distribuída em microrredes isoladas.....	68
3.7.2.2.	Problemas com transformadores em microrredes isoladas	69
3.7.3.	Rede de Distribuição Híbrida.....	71

Capítulo 4	74
Análise Comparativa de Custos e Perdas para as Redes de Distribuição em Corrente Alternada e em Corrente Contínua	74
4.1. Introdução	74
4.2. Análise Comparativa de Microrredes Isoladas: Distribuição Híbrida CC-CA versus Distribuição CA.....	74
4.2.1. Quanto ao Custo com Condutores	75
4.2.2. Quanto às Perdas nos Condutores.....	78
4.2.3. Quanto ao Custo com Conversores de Potência	82
4.2.4. Quanto às Perdas com Conversores de Potência	86
Capítulo 5	90
Conclusões Gerais e Sugestões para Trabalhos Futuros	90
5.1. Conclusões Gerais.....	90
5.2. Sugestões para Trabalhos Futuros	91
Referências	92
Apêndices	99
Apêndice A	100
A.1 Desenvolvimento do Cálculo de Queda de Tensão em Redes de Distribuição	100
Apêndice B.....	103
B.1 Correção das medições de consumo de energia e demanda	103
B.2 Cálculo de Queda de Tensão na Redes de Distribuição de Baixa Tensão em CA da Ilha de Lençóis.....	105

Capítulo 1

Introdução e Contextualização

1.1. Introdução

A disponibilidade de energia é fundamental para assegurar condições necessárias para as atividades econômicas de um país enquanto insumo básico e, ao mesmo tempo, proporcionar condições adequadas de qualidade de vida para sua população [1]. Segundo o Censo Demográfico de 2010, dos serviços prestados aos domicílios brasileiros, a energia elétrica foi a que apresentou a maior cobertura (97,8%), principalmente nas áreas urbanas (99,1%), mas também com forte presença na área rural (89,7%) [2]. Tomando-se como referência o Brasil, ainda havia 1,3% de domicílios sem energia elétrica, com maior incidência nas áreas rurais do país (7,4%), principalmente em ilhas e demais áreas isoladas. A região com maior índice é a norte, onde 24,1% dos domicílios rurais não possuíam energia elétrica, seguida das áreas rurais da região nordeste (7,4%) [2]. A maior dificuldade para o atendimento dessas áreas sem energia elétrica está nos custos de investimentos em instalações de sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica e serviços técnicos de manutenção.

Em 2014, a capacidade total instalada de geração de energia elétrica do Brasil alcançou 133.914 MW, com acréscimo de 7.171 MW [3] em relação ao ano anterior. O Brasil dispõe de uma matriz elétrica de origem predominantemente renovável, com destaque para a geração hidráulica que responde por 65,2% do potencial da oferta interna. Com respeito ao potencial hidrelétrico brasileiro, segundo as bacias hidrográficas, (dados de dezembro de 2014), verifica-se que o potencial em operação é de “apenas” 37,3% em relação ao potencial total [4].

A questão é que 65% do potencial a ser explorado no país está localizado na Região Amazônica (Bacias dos rios Madeira, Tocantins, Araguaia, Xingu e Tapajós), uma região com um ecossistema frágil, cujas cabeceiras dos rios são ocupadas por populações tradicionais e povos indígenas; situação que deixa vulnerável a produção de energia elétrica a partir dessa fonte e, também, o valor de mercado para o consumidor final, pois fontes de outra natureza possivelmente poderão ser utilizadas para suprir a demanda [4]. A história recente mostra grandes dificuldades na gestão social e ambiental para viabilizar a construção das obras

Capítulo 1. Introdução e Contextualização

hidrelétricas, como evidenciam os exemplos das usinas Santo Antônio e Jirau, construídas no rio Madeira, e a usina de Belo Monte, no rio Xingu.

Apesar deste potencial, a hidrologia desfavorável ocorrida no início de 2013 obrigou uma maior participação das termoeletricas no despacho de energia para satisfazer a demanda, cujo custo maior de geração trouxe um desequilíbrio econômico-financeiro para todas as empresas do setor elétrico brasileiro. Essa situação levou a uma inadimplência cujos resultados foram sentidos ao longo de 2014, ampliados por um volume de chuvas abaixo do esperado, e se estenderam a 2015, com um extraordinário aumento das tarifas, da ordem de 35% em média, afetando diretamente o consumidor residencial [4].

Levando em consideração as consequências dessa dependência hidrológica, quando insuficiente, se faz necessário redefinir os procedimentos para viabilizar os futuros aproveitamentos energéticos no país, além de mitigar os projetos que trazem consequências irreversíveis às populações e aos ecossistemas, e reconsiderar a escolha de outros projetos (como energia elétrica a partir de fontes solar e eólica) de modo a conciliar a necessidade do aumento da oferta de energia elétrica para atender a demanda populacional – urbana, rural e isolada – do país com a preservação ambiental e a justiça social [3], [4]. A energia elétrica a partir de fontes solar e eólica tem ganhado espaço no mundo; no Brasil, vem crescendo consideravelmente nos últimos 5 anos.

Outro fator que contribui para o investimento em energia elétrica a partir de fontes solar e eólica é percebido na comparação da evolução da oferta interna com a evolução do consumo final de energia elétrica no Brasil (2001-2013): o crescimento do consumo no período é da ordem de 67% (o setor residencial cresceu aproximadamente 18%), que é bastante superior ao crescimento da geração, de 41% [1], [5]. Isso significa que o aumento da geração a partir das usinas hidrelétricas não vem acompanhando o crescimento da demanda, que está sendo suprida por uma participação cada vez mais significativa das usinas termoeletricas (que possui alto custo de geração de energia elétrica em comparação às hidrelétricas, além de emitirem grande quantidade de gases poluentes).

Na expansão da capacidade energética instalada, em 2014, as centrais hidráulicas contribuíram com 44,3%, enquanto as centrais térmicas responderam por 18,1% da capacidade adicionada. As usinas eólicas e solares foram responsáveis pelos 37,6% restantes de aumento da rede nacional, dados que mostram o crescimento expressivo dessas duas últimas [3]. A produção

Capítulo 1. Introdução e Contextualização

de eletricidade a partir da fonte eólica alcançou 12.210 GWh em 2014, equivalente a um aumento de 85,6% em relação ao ano anterior. Segundo o Banco de Informações da Geração, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o parque eólico nacional cresceu 2.686 MW, alcançando 4.888 MW ao final de 2014 [3].

Após se fazer esta contextualização, é possível destacar duas abordagens importantes: primeira, é necessário que se invista em fontes de energias renováveis que atendam, complementarmente à demanda do país, respeitando as questões sociais e ambientais; segunda, é necessário investir em recursos energéticos renováveis locais como proposta de solução para as questões de custos com instalações de sistemas de distribuição de energia elétrica e serviços de manutenção, principalmente para comunidades isoladas. Neste cenário de geração elétrica, a energia solar e a energia eólica têm aparecido como fontes renováveis com vocação natural para serem utilizadas na composição de sistemas de geração de energia para viabilizar o atendimento elétrico dessas comunidades [6], [7]. Como exemplos no Brasil, tem-se as usinas Solar Noronha I e II, na ilha de Fernando de Noronha, que foram desenvolvidas e implementadas com esse escopo (essa comunidade era antes atendida pela Usina Termelétrica Tubarão); o projeto também estimou uma redução em cerca de 400 mil litros de óleo diesel por ano, principal combustível utilizado na geração de energia para essas comunidades (o que torna o fornecimento de energia caro) [8]. Outro exemplo de sistema isolado é o da Ilha de Lençóis, no estado do Maranhão, com geração híbrida (solar e eólica), desenvolvido pelo Instituto de Energia Elétrica da Universidade Federal do Maranhão (IEE-UFMA) com financiamento do Ministério de Minas e Energia (MME). O sistema está em funcionamento ininterrupto há 8 anos e atende 100 famílias aproximadamente [9] e [10].

O Brasil é um país particularmente privilegiado, pois devido a sua posição geográfica, há bons índices de disponibilidade para a geração de energia elétrica a partir das fontes solar e eólica [11]. E essas características se estendem a todo o país, sendo mais favoráveis nos estados do Nordeste que possuem extensas faixas litorâneas, onde se documentaram os melhores índices de densidade de vento [12]. Sistemas de geração de energia elétrica que são baseados em fontes renováveis que ocasionam poucos impactos ao meio ambiente, por exemplo a solar e eólica, podem ser soluções alternativas para aplicações em áreas de difícil acesso, isoladas ou remotas. Além disso, o uso desses sistemas pode resultar em reduções nos custos de operação devido à redução ou mesmo à eliminação do consumo de óleo diesel nessas localidades, pois esse combustível ainda é a principal fonte de energia para o atendimento elétrico nessas comunidades.

Capítulo 1. Introdução e Contextualização

Esses sistemas podem aumentar sua autossuficiência no atendimento elétrico às comunidades isoladas quando duas ou mais fontes puderem ser utilizadas em paralelo, de maneira que consigam atender a demanda, formando, assim, o que se denomina sistemas híbridos de geração [7], [9], [13]. Dessa maneira, quando algo interferir na geração de uma das fontes, a outra pode reduzir os efeitos da redução da geração. Por exemplo, essa situação pode ser observada em sistemas híbridos solar-eólico, pois, no período da noite, em que não há geração a partir da fonte solar, mas eventualmente pode haver a partir da fonte eólica.

Levando em consideração a sazonalidade e imprevisibilidade dessas fontes renováveis, é possível que em determinados momentos a geração exceda a demanda ou, em outra situação, a geração seja insuficiente para atendê-la, ou até mesmo não haja geração alguma. Nesses casos uma alternativa para garantir o suprimento de energia à carga (comunidade) pode ser o uso de geradores a diesel como fonte de backup. Essa solução, geralmente adotada, tem elevado custo operacional além de não ser capaz de garantir o balanço dinâmico (variações rápidas de radiação solar ou velocidade de vento) de potência na microrrede. Para se resolver esses problemas, por exemplo, bancos de baterias geralmente são utilizados para fazer o balanço de potência e garantir a estabilidade da tensão dos barramentos de corrente contínua (CC) existentes na microrrede. Esses bancos também podem armazenar energia quando há excesso de geração (geração maior que a carga) e fornecer energia quando há déficit de geração (carga maior que a geração). Com o balanço de potência feito a partir do banco de baterias e dependendo do tamanho destes, consegue-se diminuir o consumo de óleo diesel, uma vez que o grupo gerador a diesel somente precisa ser acionado quando não há energia suficiente proveniente das fontes de geração e do banco de bateria. A diminuição do consumo de óleo diesel influencia diretamente na redução dos custos de operação desses tipos de sistemas, uma vez que os custos de aquisição e logística do combustível são altos. Assim, observa-se a importância de conectar um sistema de armazenamento de energia elétrica ao sistema de geração que opera em modo isolado, de modo que ele tenha capacidade de alimentar as cargas em determinado intervalo de tempo, dependendo dos momentos em que as fontes de geração e o banco de baterias não forem suficientes para manter a demanda [14].

Os sistemas isolados de geração de energia elétrica podem ser de dois tipos quanto à disposição das fontes: concentrado e distribuído. O primeiro tipo é um sistema em que as unidades geradoras se encontram conectadas a um mesmo barramento, localizadas próximas umas das outras. E a partir desse barramento a rede de distribuição de energia é formada.

Capítulo 1. Introdução e Contextualização

Entretanto, algumas moradias e outros pontos de consumo de energia elétrica podem ser suficientemente distantes do ponto onde se encontra o sistema de geração concentrado. Isto pode causar problemas de queda de tensão, o que inviabiliza a utilização de sistemas concentrados em determinadas comunidades. Observando-se esse contexto, a implantação de um sistema isolado com geração distribuída surge como alternativa para solucionar problemas quando a rede de distribuição se torna extensa, pois, assim, as fontes de geração podem ser colocadas em pontos estratégicos de consumo (de maior demanda) e, dessa maneira, a rede de distribuição poderia ser feita em baixa tensão. Antigamente os sistemas de energia elétrica eram implementados com geração concentrada. A geração distribuída ainda não era vista como uma alternativa para mitigar os problemas de queda de tensão. As discussões se baseavam fundamentalmente em como a distribuição seria feita, se em CA ou CC. A distribuição em CA, viabilizada a partir das pesquisas de Nikola Tesla, tornou-se o projeto dominante porque era possível elevar a tensão com a utilização de transformadores de distribuição, era a tecnologia que viabilizava a transmissão de energia a partir de uma estação de energia a longas distâncias. Na época, não havia tecnologia economicamente viável para a elevação de tensões em CC [15], [16]. Entretanto, pesquisas realizadas nos últimos anos sugerem que a distribuição de energia em CC, proposta por Thomas A. Edison, apresenta vantagens sobre os sistemas com distribuição em CA [17], [18], [19], [20] e [21].

No Brasil, políticas públicas têm sido desenvolvidas para incentivar o aproveitamento da geração distribuída a partir de fontes renováveis, principalmente a solar e eólica [22], [23]. A motivação para isso é fundamentada nos possíveis benefícios que a geração distribuída pode trazer para o consumidor e o setor elétrico brasileiro, uma vez que reduz a necessidade de se investir em infraestrutura para transmissão de energia elétrica, além de diminuir as perdas nesse processo. Algumas dessas políticas públicas são: Programas Luz para Todos, Sistema de Compensação de Energia Elétrica para a Microgeração e Minigeração Distribuída e a Redução de Impostos (um dos principais pilares é a isenção da cobrança de ICMS), [24], [25], [26] e [27].

1.2. Motivação

Embora não se tenha tido acesso a dados oficiais, sabe-se que no litoral das regiões Norte e Nordeste do Brasil, há um número considerável de ilhas habitadas, onde a população ainda não tem acesso à energia elétrica e, conseqüentemente, às condições adequadas de qualidade de vida e aos benefícios que a eletricidade traz à vida das pessoas. Indicativos do último Censo Demográfico comprovam estes dados [2]. As razões para essa ausência do fornecimento de

energia podem ser justificadas pelo alto custo motivado por eventuais dificuldades logísticas e técnicas para levar energia elétrica de forma convencional às comunidades residentes nesses locais isolados. Portanto, é oportuno analisar a viabilidade do aproveitamento de fontes renováveis (particularmente a solar e eólica, que são aplicadas neste estudo) para gerar energia elétrica e suprir as necessidades energéticas da população local, uma vez que já foram comentadas as características favoráveis à exploração desses recursos energéticos no Brasil.

Os sistemas de distribuição de energia elétrica são tradicionalmente feitos em CA, contudo, nos últimos anos, alguns estudos têm sugerido que sistemas de distribuição em CC podem ser mais econômicos financeiramente e vantajosos tecnicamente, por exemplo, [28], [15], [17], [29], [18] e [30]. Levando em consideração esses estudos emergentes, este trabalho é motivado a analisar os possíveis benefícios que se poderia obter com a utilização de uma rede de distribuição de energia em CC, a partir de uma proposta de sistema isolado de geração, em relação à uma rede de distribuição de energia em CA.

Para que esta pesquisa pudesse ser feita a partir de uma referência realista, trabalhou-se com um estudo de caso: o sistema de geração híbrida desenvolvido pelo IEE-UFMA na Ilha de Lençóis, em que a rede de distribuição de energia é feita em CA. Com essa abordagem, possíveis novos projetos de sistemas isolados de geração de energia podem levar em consideração as vantagens e desvantagens dos dois tipos de redes de distribuição de energia e decidir-se por aquele modelo que parecer mais adequado e vantajoso para a aplicação particular de cada projeto.

Os sistemas isolados de geração de energia, geralmente são concentrados e projetados em baixas tensões. As razões para a prática desse nível de tensão se fundamentam principalmente sob o ponto de vista de segurança em relação à operação e manutenção do sistema elétrico, pois diminui os riscos de acidentes elétricos com choques elétricos, protegendo tanto as pessoas que realizam os serviços de manutenção como os usuários. Intrínseco a esse padrão de rede de distribuição, surgem os problemas de queda de tensão, que influenciam diretamente na extensão da rede elétrica. Uma solução comum para esse problema é a utilização de transformadores com uma rede de distribuição em média tensão. Entretanto, além dos riscos com segurança em relação à operação e manutenção aumentarem, surgem alguns problemas técnicos como altas correntes transitórias iniciais de magnetização, afundamentos temporários de tensão e atuações de proteções que eventualmente inviabilizariam a energização do sistema elétrico [31].

Capítulo 1. Introdução e Contextualização

Na hipótese de se considerar uma rede de distribuição em média tensão, seria necessária a utilização de inversores com saída em média tensão e transformadores de distribuição abaixadores de tensão para atender às cargas. No cenário atual, não existem inversores com essa configuração e o desenvolvimento para comercialização não justificaria os investimentos, uma vez que não existe mercado para absorver uma possível produção. A aplicação discutida neste trabalho é um caso particular. Além disso, o inversor, mesmo com saída em média tensão, teria que ser sobredimensionado para suportar as correntes de inrush dos transformadores abaixadores distribuídos ao longo da rede elétrica. Outra alternativa seria utilizar inversores com saída em baixa tensão e transformadores elevadores no início da rede de distribuição. Nesse caso, seriam utilizados pelo menos dois transformadores, sendo um elevador de tensão (na saída do inversor) para a rede de distribuição e um abaixador de tensão para o atendimento das cargas. Nesse caso, um dos principais problemas seria a energização dos transformadores, devido às correntes transitórias de magnetização ou correntes de energização (*inrush current*), que são várias vezes maiores que a corrente nominal do transformador. A forma de onda, a duração e o valor dessas correntes dependem de vários fatores, por exemplo: do tamanho do transformador, das propriedades magnéticas do material do núcleo e do fluxo remanescente no núcleo (ao desligar). Devido a essas correntes transitórias, é possível que ocorra desligamento indesejado na energização do sistema elétrico ou no reestabelecimento do mesmo em virtude da eventual atuação da proteção contra sobrecorrentes do inversor. A solução para esse problema poderia ser o sobredimensionamento do inversor ou o emprego de algum tipo de sistema de energização da rede que fosse capaz de reduzir a corrente de inrush do sistema.

Outros problemas inerentes à utilização dos transformadores nesses sistemas isolados são, por exemplo, a necessidade de manutenções preventivas periódicas, a deterioração acelerada devido o ambiente ser geralmente altamente corrosivo, a logística e o procedimento de instalação, o aumento das perdas na rede de distribuição e o aumento do custo de projeto. Esse aumento de custos seria consequência da necessidade da utilização de alguns componentes não usados nas redes de distribuição de baixa tensão, como isoladores de disco de porcelana, ancoragem e suspensão para condutores de média tensão; espaçadores para cabos (utilizados em rede de distribuição compacta) e os postes deveriam ser maiores do que os usados em baixa tensão [32].

A rede de distribuição de energia do sistema elétrico da Ilha de Lençóis é feita em baixa tensão, atendendo às normas estabelecidas pela ABNT e pela concessionária local, [33] e [32].

Contudo, conforme comentado, a extensão da rede é dependente do limite de queda de tensão (quando esta não é compensada). Então, uma das premissas deste trabalho é avaliar se o emprego da distribuição de energia em CC viabiliza o aumento da extensão da rede sem comprometer a qualidade da tensão no ponto de entrega de energia aos consumidores e sem aumentar proibitivamente as perdas elétricas na distribuição. A configuração da geração do sistema não seria alterada. No entanto, seriam utilizados inversores distribuídos ao longo da rede de distribuição em CC, para viabilizar o fornecimento de energia às cargas CA com tensão em valores adequados, independentemente da queda de tensão no trecho em CC da distribuição. Outras abordagens interessantes são avaliar os custos de projeto, ou seja, saber se eventualmente a distribuição híbrida CC/CA é mais econômica do que a distribuição puramente CA e analisar as perdas de energia na rede de distribuição.

Portanto, a motivação principal deste trabalho é agregar conhecimento ao estudo sobre Microrredes Híbridas com Sistemas de Distribuição CC/CA, analisando soluções alternativas para regiões isoladas e habitadas no Brasil. Busca também contribuir para redução de custos de implantação e operação de microrredes isoladas, que utilizam geradores baseados em fontes renováveis de energia, especialmente a eólica e a solar

1.3. Objetivos do Trabalho

O uso de sistemas isolados de geração de energia elétrica, a partir de fontes renováveis, pode ser colocado como solução para enfrentar problemas com as mudanças climáticas globais e a necessidade de sustentabilidade, diminuindo a emissão de gases poluentes e impactos ambientais causados aos ecossistemas; analisando sob uma perspectiva técnica, além de se fundamentar em políticas governamentais e sociais, este trabalho propõe um sistema isolado de geração com distribuição de energia elétrica em CC, utilizando inversores distribuídos ao longo de sua extensão.

Este trabalho tem como objetivo avaliar as possíveis vantagens com a distribuição de energia elétrica em CC comparadas com aquelas redes tradicionais com distribuição em CA, estudando topologias de geração concentrada e distribuídas, rede de distribuição e soluções alternativas que possam ser aplicadas em localidades isoladas no Brasil. Para este estudo, serão levados em consideração as perdas na rede elétrica de distribuição, a eficiência dos inversores, o custo de implantação do sistema e extensão da rede de distribuição em baixa tensão a partir de um estudo de caso, que é o Projeto Piloto de um Sistema de Geração Híbrida na Ilha de Lençóis,

no município de Cururupu, Maranhão [10]. Acredita-se que seja possível aumentar o comprimento da rede de distribuição em microrredes com geração concentrada e garantir qualidade de tensão no ponto de entrega ao consumidor através de uma distribuição híbrida, parte em CC e parte em CA.

1.4. Organização do Texto

Este texto é composto por 5 capítulos, incluindo essa Introdução e Contextualização. Neste capítulo é feita uma descrição sobre a necessidade de investimentos em sistemas isolados de geração de energia, propondo como alternativa a implantação de microrredes isoladas, que podem operar em modo autônomo ou isolado. O capítulo ainda apresenta a motivação e os objetivos deste trabalho.

No Capítulo 2 são descritos os conceitos e as topologias de microrredes isoladas com geração concentrada e geração distribuída. Aborda-se sobre a rede de distribuição de energia elétrica em corrente alternada e em corrente contínua. Nesse contexto, são expostas as vantagens e desvantagens de microrredes com rede de distribuição em corrente contínua. Ainda nesse capítulo, é descrito a microrrede da Ilha de Lençóis que foi usada como estudo de caso para o desenvolvimento deste trabalho, assim como também, é descrita a proposta de rede híbrida de distribuição para microrredes isoladas.

No Capítulo 3 são descritos o mapeamento feito da rede de distribuição do estudo de caso e o dimensionamento das redes de distribuição de energia para se fazer as simulações de ambas. São comparadas algumas características atuais da rede do estudo de caso com uma rede equivalente em CC. Em seguida, foram feitas análises para se calcular os comprimentos máximos que poderiam ser alcançados através da utilização das duas redes de distribuição em baixa tensão, avaliando possíveis vantagens técnicas conseguidas com a utilização da distribuição em CC.

No Capítulo 4 são descritas análises comparativas entre as duas redes de distribuição, considerando abordagens sobre os custos com a implantação, considerando os condutores e os inversores, e sobre o custo de operação, considerando as perdas de energia mensais nos condutores, a eficiência dos inversores e o consumo mensal da comunidade.

No Capítulo 5 são apresentadas as conclusões gerais do trabalho e as sugestões de continuidade da pesquisa a partir de trabalhos futuros.

Capítulo 2

Microrredes com Distribuição de Energia Elétrica em Corrente Alternada e em Corrente Contínua

2.1. Introdução

Os conceitos de microrredes e geração distribuída (GD) estão no cerne da mais atual mudança de paradigma de geração energética. Diversos pesquisadores ao redor do mundo reconhecem as possibilidades e desafios interessantes introduzidos por estes novos conceitos. Muitos esforços de pesquisa vêm sendo realizados para que desafios sejam transpostos e os sistemas elétricos evoluam, alguma dessas questões serão discutidas nas próximas subseções.

2.1.1. Conceito de Microrrede

O termo *Microrrede* é utilizado na literatura técnica para designar um conjunto de cargas e geradores interligados, formando um sistema elétrico único e controlado, que pode operar de forma isolada (autônoma) ou interligada com uma rede elétrica convencional [34], [35] e [36]. A estrutura de uma microrrede pode ter uma topologia concentrada, sistema em que as fontes de geração de energia se encontram conectadas a um mesmo barramento Figura 2.1, normalmente localizadas próximas umas das outras. Outra topologia é a distribuída, sistema em que as fontes de geração de energia se encontram conectadas a diferentes pontos da rede de distribuição Figura 2.2, normalmente localizados em pontos de maiores demandas. Inicialmente, pensava-se em *Microrrede* como subsistemas elétricos, com potências nominais inferiores a 100 kW e que operavam sempre em baixa tensão [37]. Atualmente, o termo *Microrrede* tem sido empregado de forma mais abrangente, mais com o intuito de designar uma “célula” controlada do sistema de potência convencional, que pode funcionar interligada ou separada deste, sem a preocupação de quantificá-la quanto à potência nominal e à tensão de operação da mesma.

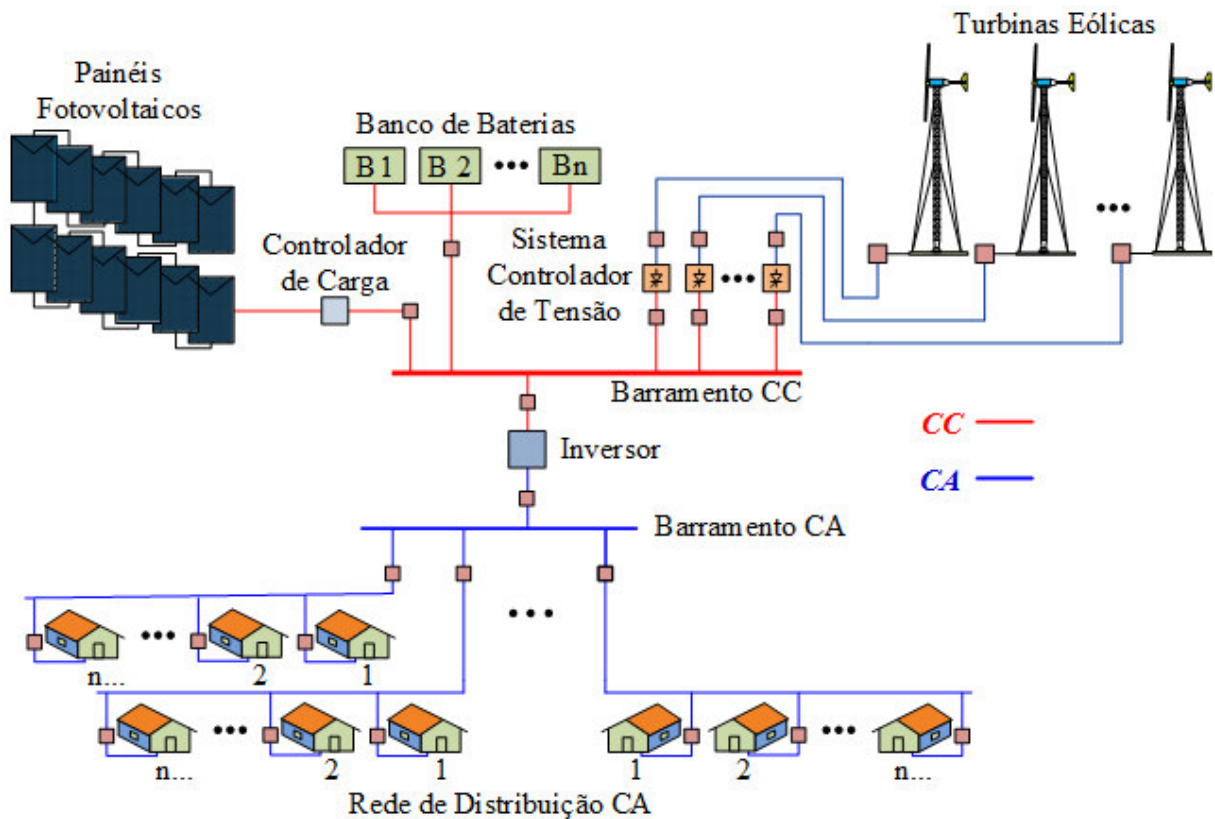


Figura 2.1 – Microrrede isolada com geração concentrada.

Fonte: adaptado de [10].

No Brasil, os termos microrrede ou minirrede têm sido utilizados para caracterizar “pequenos” sistemas de geração. A ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 687/2015 [38] revisando a Resolução Normativa nº 482/2012 [39]. Segundo as novas regras, que começaram a valer em 1º de março de 2016, denominando-se microgeração distribuída a central geradora com potência instalada até 75 kW e minigeração distribuída aquela com potência acima de 75 kW e menor ou igual a 5 MW.

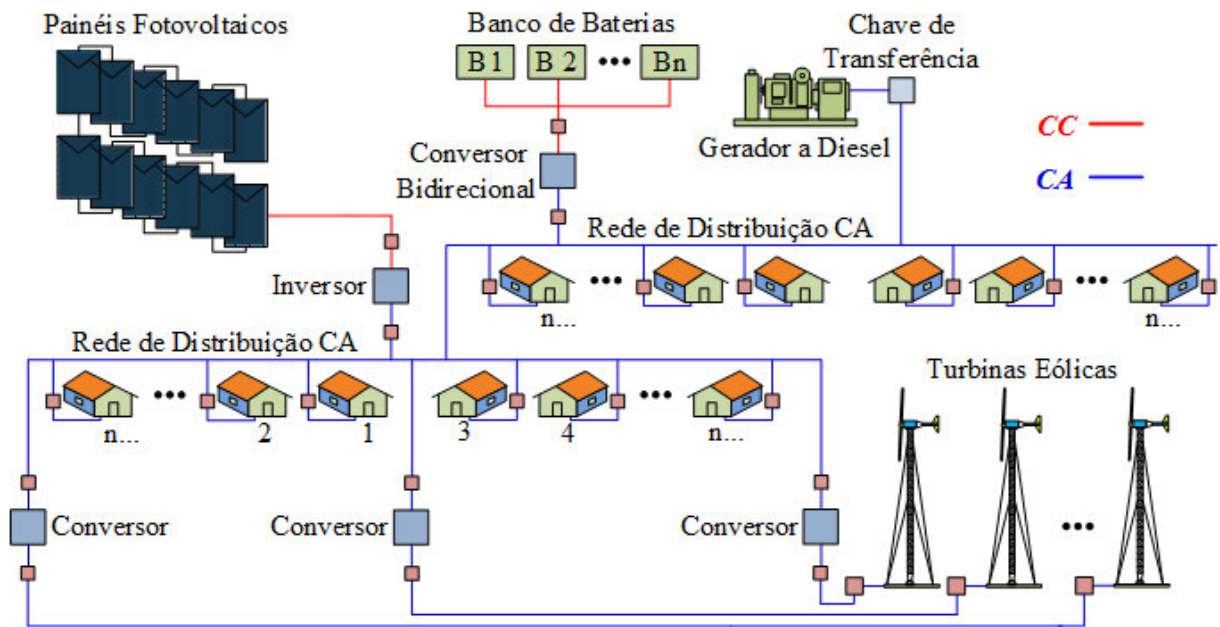


Figura 2.2 – Microrrede isolada com geração distribuída.

Fonte: adaptado de [10].

Da forma como as microrredes vêm sendo pensadas por pesquisadores e empresas do setor elétrico, é fácil perceber porque são consideradas a alternativa mais viável num futuro próximo para a integração de unidades de GD às redes elétricas convencionais [35], [40], [41]. São sistemas que podem operar em modo autônomo, podem reduzir a necessidade de investimentos em infraestrutura e operam com menores perdas, visto que são instalados próximos às cargas [36], [42], [43]. A possibilidade de operar em modo isolado, aumenta os níveis de confiança no fornecimento de energia entregue ao usuário, uma vez que o suprimento energético não é interrompido diante de uma falha da rede principal [44], [45]. Nesse modo de operação, para que o fornecimento de energia não seja interrompido, a microrrede deve ser capaz de formar e controlar sua própria rede, de modo que se operar em CA, deve manter os níveis de tensão e frequência segundo os padrões estabelecidos para a rede convencional de distribuição de energia [46]. Caso o modo de operação não seja autônomo e isolado, o controle dos níveis de tensão e frequência do sistema elétrico da microrrede deve ser feito pela rede principal da concessionária que pode ser considerado um barramento de CA infinito com relação à microrrede.

Existem, basicamente, dois grupos de fontes de geração de energia elétrica que podem ser conectados a uma microrrede em CA: 1) aqueles que podem ser conectados diretamente à rede de distribuição de energia elétrica sem a necessidade de utilização de conversores

eletrônicos de potência. Para esse primeiro grupo, podem ser citados, como exemplo, geradores síncronos convencionais, com campo excitado em CC, que são tracionados por motores a diesel ou por pequenas turbinas (térmicas ou hidráulicas); 2) aqueles que envolvem fontes de geração de energia que precisam da utilização de conversores eletrônicos de potência para que gerem energia compatível com os padrões elétricos do sistema a que serão conectados. Nesse segundo grupo, encontram-se, por exemplo, geradores que são tracionados por microturbinas a gás de alta rotação ou por turbinas eólicas de velocidade variável. Outras fontes de geração de energia desse segundo grupo são células a combustíveis e painéis solares fotovoltaicos, cujas tensões de saída são em CC, necessitando de conversores eletrônicos de potência para que possam ser conectados a uma rede de distribuição de energia elétrica em CA [47]. De maneira análoga, existem os grupos de geradores que podem ser interligados a uma microrrede CC diretamente (aqueles com tensões em CC) ou através de conversores eletrônicos de potência.

As microrredes podem ser classificadas em diferentes grupos de acordo com o tipo, o tamanho e à conectividade (isolada ou conectada à rede). Com base nas tensões e correntes adotadas em uma microrrede, três tipos podem ser identificados: 1) corrente alternada; 2) corrente contínua e 3) híbrida. E podem apresentar, geralmente, três configurações que são definidas da seguinte maneira: a) microrrede em que todas as fontes de geração são conectadas a um barramento centralizado em CC, conforme o exemplo ilustrativo mostrado na Figura 2.3, b) microrrede em que todas as fontes de geração são conectadas a um barramento centralizado em CA, conforme o exemplo ilustrativo mostrado na Figura 2.4 e, c) microrrede com geração distribuída, em que todas as fontes de geração são conectadas estrategicamente ao longo da rede de distribuição de energia elétrica (de modo que são alocadas próximas a aglomerados de cargas), conforme o exemplo ilustrativo visto anteriormente na Figura 2.2, [14]. A rede de distribuição pode ser em CA, em CC ou de forma híbrida, ou seja, uma combinação das duas das duas formas anteriores (CC e CA). Para que se possa escolher a configuração mais adequada de uma microrrede para regiões isoladas, faz-se necessário levar em consideração alguns fatores determinantes para definir qual é o projeto mais apropriado para uma determinada aplicação. Entre esses fatores estão o tamanho e a distribuição geográfica da comunidade a qual se direciona o fornecimento de energia elétrica, os recursos disponíveis para instalação e manutenção do sistema de geração e distribuição de energia elétrica, o espaço físico para instalação dos geradores, fatores ambientais, questões relacionadas com a segurança, entre outros.

Capítulo 2. Microrredes com Distribuição de Energia Elétrica em Corrente Alternada e em Corrente Contínua

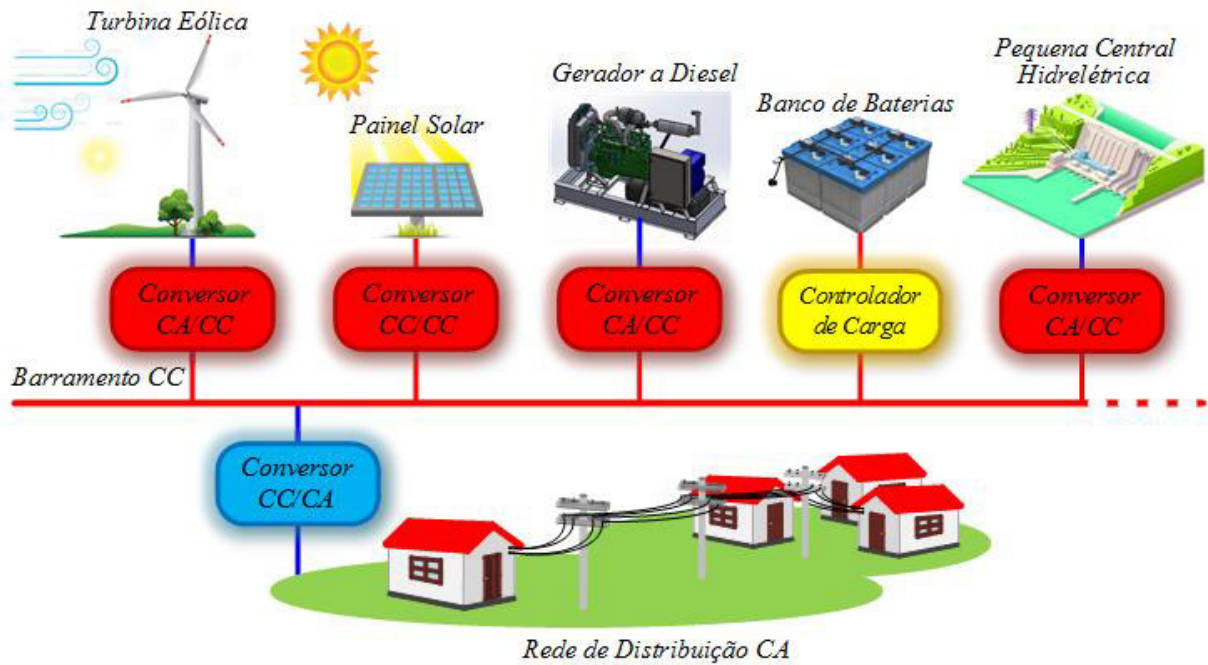


Figura 2.3 – Exemplo de microrrede isolada com geração concentrada com barramento CC.

Fonte: elaborada pelo autor.

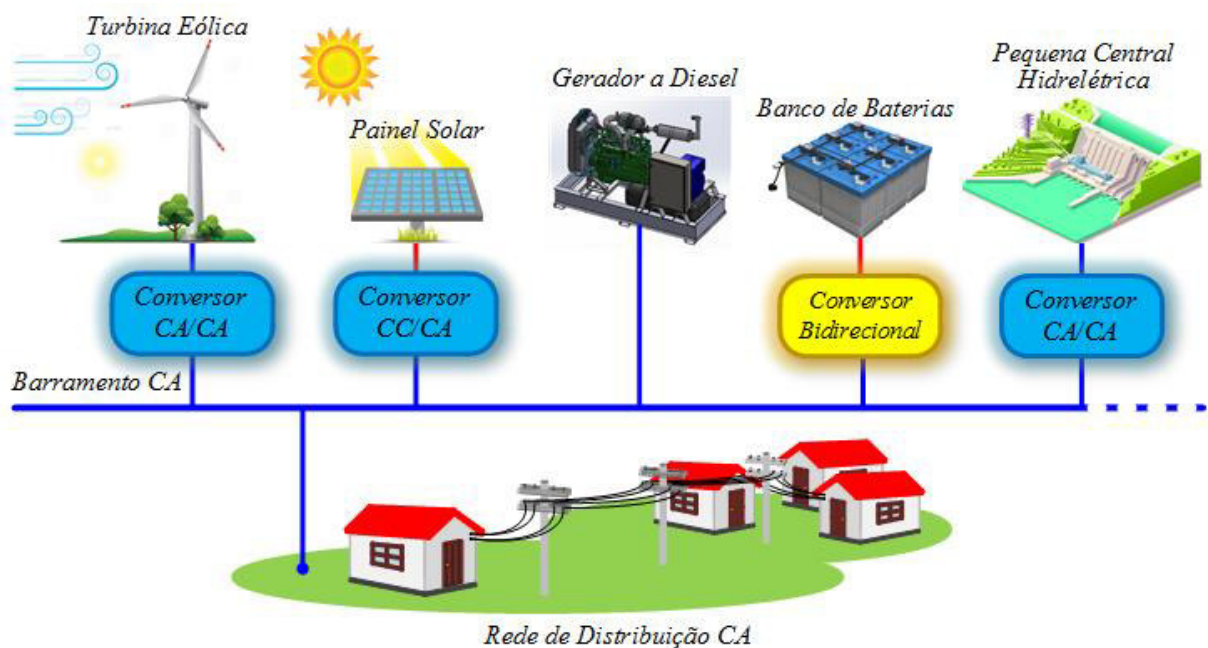


Figura 2.4 – Exemplo de microrrede isolada com geração concentrada com barramento CA.

Fonte: elaborada pelo autor.

Analisando a topologia de microrrede com geração concentrada, observa-se a vantagem de se instalar um sistema central para controlar e gerenciar o sistema de geração e distribuição de energia elétrica, uma vez que as fontes de geração, o sistema de armazenamento e os sistemas de conversão de energia encontram-se em um mesmo lugar (algumas fontes de geração podem não estar contidas no mesmo espaço físico concentrado, mas seus circuitos de transmissão de energia, vindos das fontes de geração, chegam ao mesmo barramento). Contrário a isso, a configuração de fontes geradoras de energia elétrica concentradas apresentam, ao mesmo tempo, desvantagens quando se avalia a extensão física dos circuitos elétricos da rede de distribuição de energia da microrrede. Ao se levar em consideração circuitos longos, por exemplo, isso se torna um problema, pois a queda de tensão nos consumidores mais afastados das fontes geradoras tende a ser significativamente alta se a distribuição for realizada em baixa tensão. Esse problema pode dificultar o fornecimento de energia em comunidades isoladas. Nesse cenário, uma das soluções para diminuir a queda de tensão de circuitos longos pode ser conseguida com o aumento do nível da tensão de operação da microrrede. Entretanto, o aumento do nível de tensão de operação da microrrede não seria uma alternativa aplicável para o atendimento dessas comunidades isoladas, pois implicaria em maior atenção e cuidados com a segurança, operação e manutenção do sistema elétrico, que operaria em média tensão, exigindo maiores cuidados com segurança. Outra solução seria utilizar transformadores para distribuição em média tensão, porém, conforme já comentado, as correntes de energização trariam grandes dificuldades na energização do sistema elétrico e nos reestabelecimentos do sistema após falhas, implicando na necessidade de sobredimensionamento dos conversores CC/CA, quando a rede tiver as fontes conectadas a um barramento CC centralizado. Então, a princípio, a alternativa mais acessível seria a utilização de condutores com maior seção transversal para os circuitos de distribuição de energia. Com isso, haveria redução das quedas de tensão na rede, além de que as perdas elétricas na distribuição seriam reduzidas. Entretanto, essa solução possivelmente poderia elevar os custos de implantação do sistema, tornando esta solução cara e, talvez, inviável economicamente [14].

Com a utilização da topologia de microrrede com geração distribuída, os problemas com queda de tensão em sistemas de baixa tensão poderiam ser diminuídos ou resolvidos, mesmo com circuitos elétricos extensos, tornando-se uma alternativa interessante para microrredes isoladas em que as unidades consumidoras se encontram dispersas ao longo da rede de distribuição de energia elétrica. Para que se entenda melhor a topologia de uma microrrede com geração distribuída, um exemplo ilustrativo é mostrado na Figura 2.5.

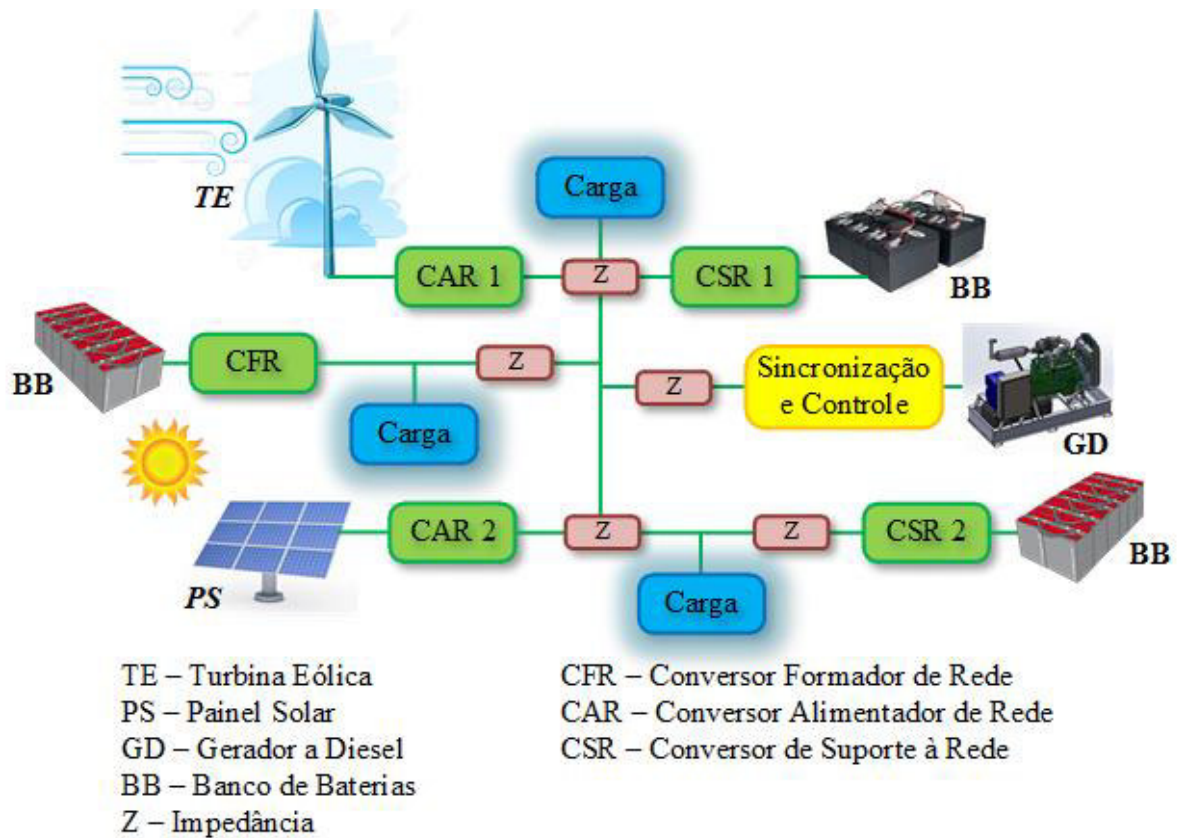


Figura 2.5 – Exemplo de uma microrrede isolada com geradores e bancos de baterias distribuídos.

Fonte: elaborada pelo autor.

A operação de uma microrrede em baixa tensão para atendimento de comunidades isoladas se mostra vantajosa sob o ponto de vista de segurança em relação à operação e manutenção do sistema elétrico quando se compara com a distribuição de energia feita em média tensão, pois, intrinsecamente, a manutenção da rede em baixa tensão é menos dispendiosa e os riscos de acidentes fatais com choques elétricos motivados por eventual queda de condutor (quando a rede for aérea) são evidentemente menores, protegendo, portanto, os usuários. A geração distribuída, comparada a concentrada, se fundamenta no fato de que as fontes de geração de energia podem ser conectadas próximas às cargas ou áreas de maior consumo, contribuindo para a redução das perdas elétricas e as quedas internas de tensão na microrrede, favorecendo a adoção da distribuição de energia em baixa tensão. Outra vantagem que se consegue quando se utiliza microrredes com geração distribuída é a possibilidade de se determinar adequadamente a posição para a instalação de cada tipo de fonte, de maneira que se consiga aproveitar a máxima disponibilidade das condições do ambiente, aproveitando melhor o potencial energético (como exemplos, a densidade do fluxo do vento e o índice de irradiação solar). Essas fontes de potência

podem ser conectadas à rede de distribuição em que os circuitos estejam mais próximos das mesmas, diminuindo, dessa maneira, os gastos com condutores, uma vez que não há a necessidade de todas as fontes de potência serem ligadas a um ponto de distribuição centralizado. Observando um caso específico de fonte de potência eólica, outros fatores influenciam na alocação dos geradores eólicos como, por exemplo, o ruído emitido, responsável por fazer com que os geradores geralmente sejam instalados em locais mais afastados da rede de distribuição de energia elétrica, distanciados dos locais povoados, evitando, inclusive, acidentes quando suas estruturas sofrerem danos (por exemplo, eventualmente desprendimento de uma pá ou mesmo o desmoronamento da torre através da qual os geradores são suspensos) [14].

A geração local evita perdas de transmissão e vulnerabilidade a acidentes e condições meteorológicas adversas que venham prejudicar a funcionalidade do sistema e a continuidade do atendimento energético. Em aplicações nas quais isso é preocupação primária, existem vários sistemas redundantes de modo a assegurar a geração e o fornecimento ininterruptos de energia elétrica [14] e [17], inclusive se utiliza geradores a diesel de backup, operando em CA (60 Hz, por exemplo). Quando se trabalha com cargas críticas, que não podem ser desligadas nem por um breve período de tempo, a única opção é se utilizar sistemas de armazenamento de energia, sendo as baterias uma solução economicamente viável na atualidade. As mesmas são carregadas sempre que há energia disponível na rede principal ou na geração distribuída (modo isolado). Quando o nível de geração é baixo, a ponto de haver riscos ao atendimento elétrico, o banco de baterias proporciona uma fonte de alimentação estável para atender as cargas.

Normalmente os sistemas de distribuição de energia elétrica operam em CA. Entretanto, os sistemas de armazenamento com baterias são em CC. Logo, é necessário a conversão CA-CC para armazenamento de energia em bancos de bateria, por exemplo, e CC-CA para alimentação das cargas, descarregamento do banco de baterias, por exemplo. Com essas conversões, os sistemas operam com menos eficiência em relação a sistemas com conversões apenas do tipo CC-CC, pois segundo alguns estudos, conversores CC-CC são mais eficientes que conversores CC-CA, [15], [17]. Nesse contexto, a utilização de microrredes em CC pode se mostrar interessante em relação à CA, uma vez que as perdas dos conversores de potência CC-CC são menores. A diminuição dessas perdas de energia contribui também para a economia de energia armazenada nos bancos de baterias, por exemplo, fornecendo maior autonomia ao sistema.

2.2. Sistemas de geração de energia elétrica isolados a partir de fontes renováveis: Microrredes CA versus CC – Estado da Arte

O conceito de microrredes, que foi apresentado na subseção 2.1.1., se aplica tanto a sistemas CA como CC. Um dos pontos mais abordados quando se compara esses dois sistemas se fundamenta na quantidade de estágios de conversão, que está diretamente relacionado com a eficiência do sistema. Dispositivos eletrônicos (como por exemplo, computadores, celulares, lâmpadas fluorescentes, variadores de velocidade, e outros aparelhos domésticos e eletrônicos) possuem fontes de alimentação com saída em CC. Estes dispositivos requerem conversão de energia (CA-CC) para que sejam utilizados, uma vez que a rede principal é em CA (Figura 2.6). A conversão na entrada dos equipamentos geralmente é feita com retificadores, que normalmente são ineficientes. Essas conversões, CA-CC (ou CC-CA-CC no caso, por exemplo, da energia solar), resultam em perdas não desprezíveis de energia.

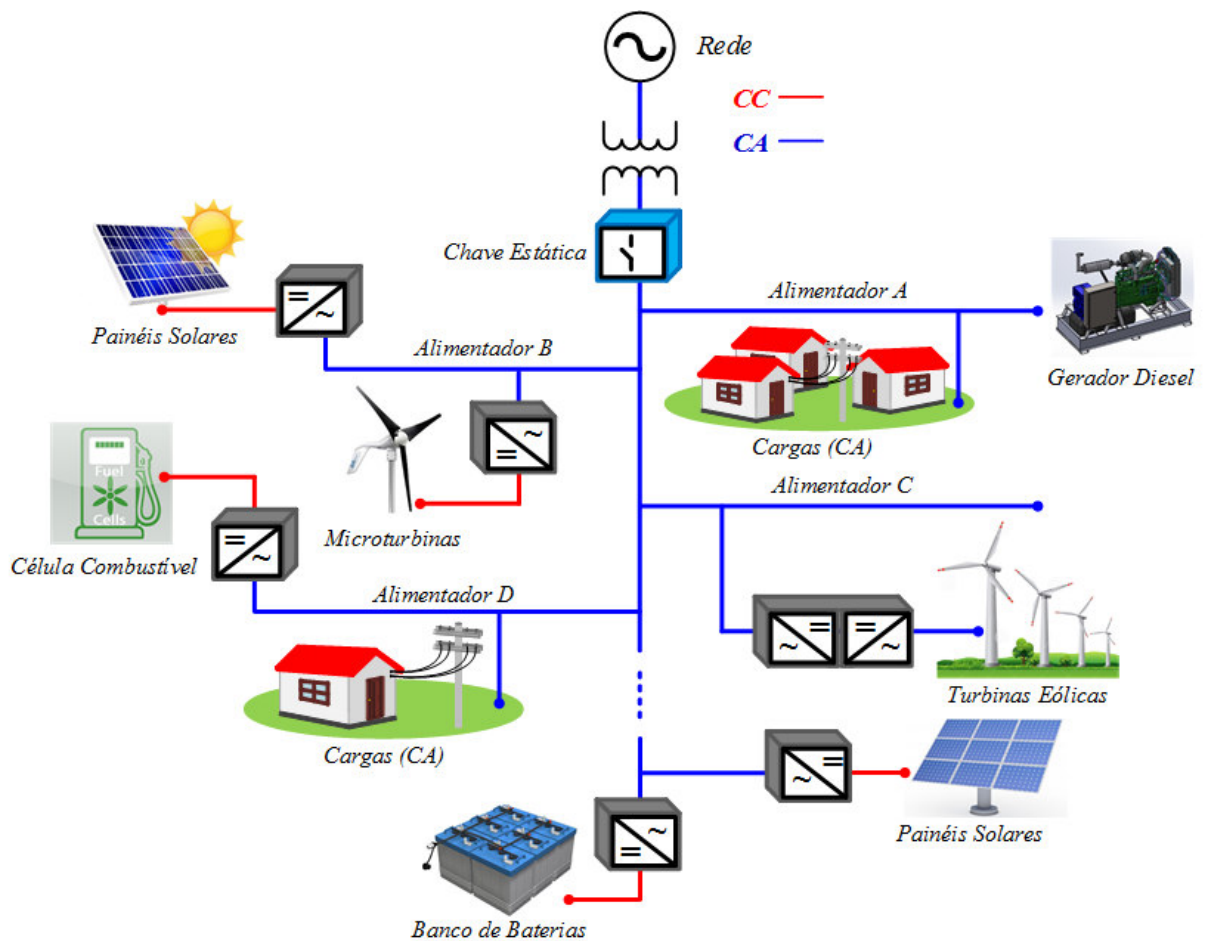


Figura 2.6 – Microrrede com distribuição de energia em CA.

Fonte: elaborada pelo autor.

Capítulo 2. Microrredes com Distribuição de Energia Elétrica em Corrente Alternada e em Corrente Contínua

Em topologias de microrredes CC não haveria a necessidade da utilização de inversores (Figura 2.7). Eventualmente alguns dispositivos eletrônicos precisariam de conversores CC-CC em suas fontes de alimentação para adequação do nível de tensão. Nessa topologia, admite-se que as cargas são alimentadas em CC. Acredita-se que esses sistemas reduziram significativamente as perdas por dupla conversão CC-CA-CC. Além disso, sistemas fotovoltaicos podem alimentar cargas CC diretamente através da distribuição em CC fazendo uso apenas de um controlador de carga, sem as perdas por dupla conversão, que aconteceria se a alimentação das cargas fosse em CA.

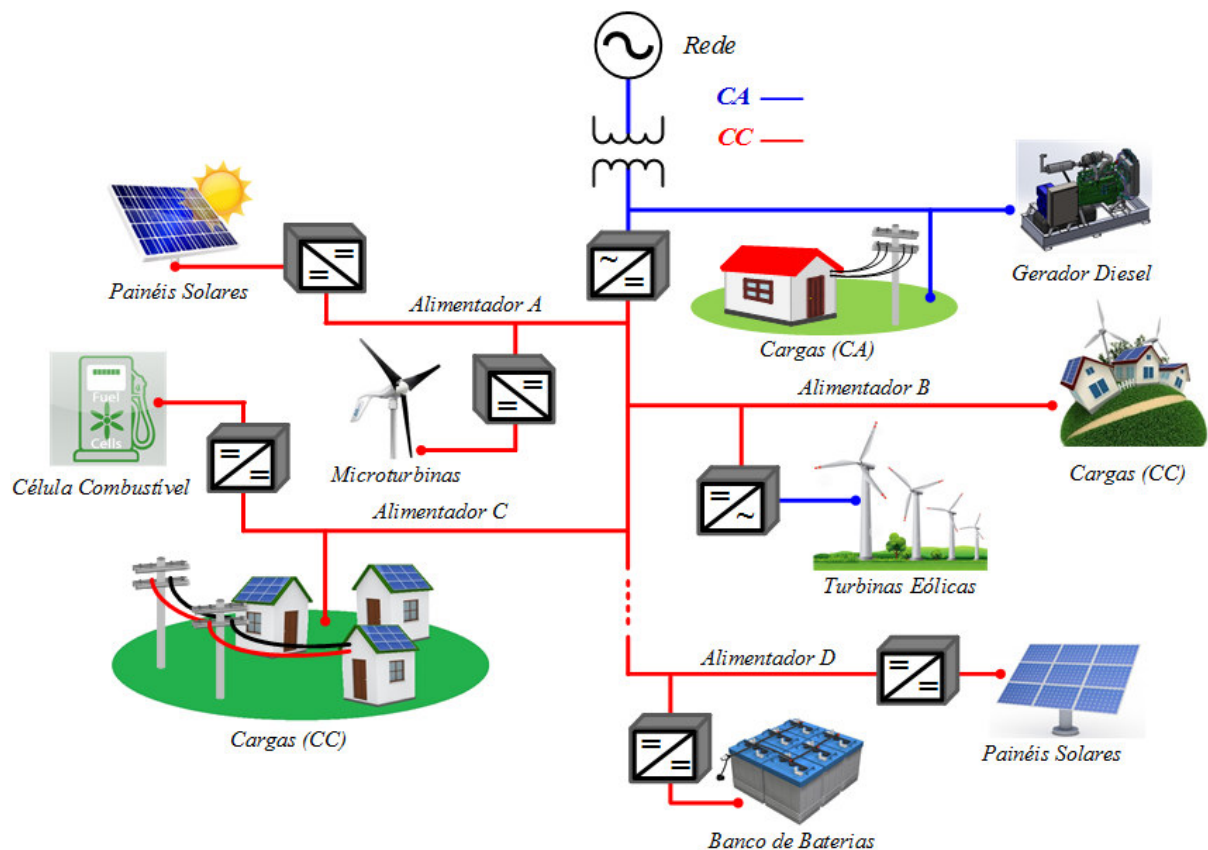


Figura 2.7 – Microrrede com distribuição de energia em CC.

Fonte: elaborada pelo autor.

Para atender às necessidades contemporâneas em termos de melhoria da eficiência no uso da energia elétrica, muitos estudos estão sendo feitos para que se possa avaliar os possíveis benefícios que as microrredes CC poderiam trazer, uma vez que algumas pesquisas sugerem a otimização no uso de dispositivos eletrônicos, armazenamento de energia elétrica e geração distribuída, [48], [15] - [29], [30], [49] - [50]. Devido a esse contexto, o interesse em microrredes CC tem sido crescente nos últimos 10 anos. Apesar dessas pesquisas e aplicações sobre o tema

sugerirem vantagens da rede CC em relação a rede de distribuição de energia elétrica em CA, é necessário transpor algumas barreiras e intensificar os estudos a fim de se estabelecer uma comparação válida.

2.2.1. Vantagens de Microrredes CC

2.2.1.1. Redução da quantidade de estágios de conversão e aumento da eficiência do sistema de distribuição de energia elétrica

Um estudo do Centro Tecnológico da Virginia, EUA, para Sistemas de Eletrônica de Potência, calculou que mais de 80% de toda a eletricidade usada em um prédio de escritórios passa através de um dispositivo eletrônico de potência, sofrendo uma ou mais conversões [19]. O fator determinante na eficiência de muitos dos dispositivos de hoje é a conversão de energia CA-CC. Não é possível conseguir uma conversão 100% eficiente, uma quantidade de energia sempre é perdida no processo de conversão [19], [17]. Em uma microrrede, por exemplo, a energia elétrica passa por várias etapas de conversão no trajeto da fonte de geração à unidade consumidora e, devido a eficiência desses conversores de potência não ser ideal, essas perdas são acentuadas de maneira multiplicativa. A Figura 2.8 ilustra essas perdas quando há três estágios de conversão, considerando que a eficiência de cada estágio seja igual a 90%. Neste exemplo, a eficiência global seria de 72,9%.

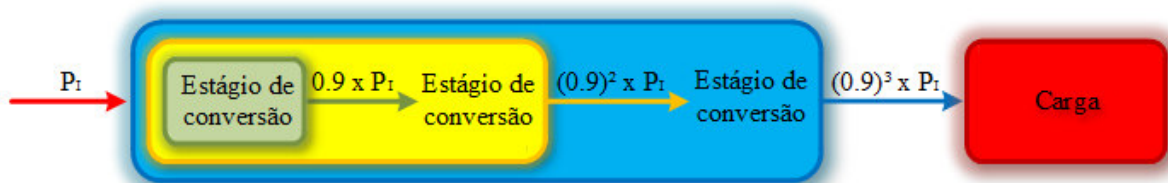


Figura 2.8 – Exemplo das perdas em estágios de conversão dos conversores.

Fonte: elaborada pelo autor.

Para uma fonte de alimentação intermitente, por exemplo, turbinas eólicas, a energia sofre conversão CA-CC para o armazenamento em uma bateria, em seguida, convertida novamente em CA para a conexão com as cargas. Novamente há uma conversão CA-CC na própria entrada da fonte de alimentação dos dispositivos eletrônicos. Os painéis fotovoltaicos, produzem energia naturalmente em CC que é normalmente convertida para CA, devido à conexão com a rede principal ou às cargas que comumente são em CA. Algumas pesquisas estimam que cada uma dessas conversões tem perdas entre 10% e 25% [21], semelhante ao que foi ilustrado na Figura 2.8. Sendo que geralmente os conversores CC-CC são mais eficientes do

que os conversores CA-CC ou CC-CA [17]. Considerando a eficiência desses conversores, a utilização de uma rede de distribuição em CC possivelmente seria mais eficiente, uma vez que não existiriam as etapas de conversões CC-CA ou CA-CC.

A eficiência elétrica para microrredes em CC tem sido tradicionalmente analisada em cargas com alimentação CC. Entretanto, este tipo de análise não leva em conta as perdas na rede de distribuição e na conversão que ocorrem no sistema da microrrede [15], [17], [21], [51]. Em 2004, o Laboratório Nacional Lawrence Berkeley começou a investigar a eficiência da distribuição de energia em dispositivos de centrais de dados. Em 2005, estudou a eficiência de fontes de alimentação de equipamentos de Tecnologia da Informação e Sistemas de Alimentação Ininterrupta. Notando a eficiência baixa desses componentes, introduziram o conceito de eliminar algumas das conversões de energia [15]. Os resultados obtidos foram expressivos, pois conseguiram uma melhoria de 28 % na eficiência em relação a sistemas CA equivalentes.

2.2.1.2. Não se faz necessária a sincronização dos geradores de potência com a rede de distribuição

Atualmente, a maioria das microrredes que foram implementadas são tipicamente em CA. Esse modelo de distribuição de energia elétrica traz dificuldades às microrredes com geração distribuída. Isso se deve a necessidade de sincronismos das fontes de geração. Para que a microrrede em CA funcione, todas as fontes de geração de energia elétrica devem estar sincronizadas em mesma frequência e fase de tensão [21]. Em microrredes com rede de distribuição em CC, consegue-se diminuir a complexidade desse problema, [17], pois se faria necessário apenas um controle dos níveis de tensão, estabelecida pelo projeto elétrico da rede de distribuição de energia elétrica. Pesquisas têm sido feitas em busca de reduzir a dificuldade de sincronismos em sistemas em CA, como por exemplo, propostas de sistemas com redes híbridas (trechos em CC e trechos CA) híbridos de distribuição em microrredes [28].

2.2.1.3. Baixa interferência de harmônicas

A presença de harmônicas é sinônimo de uma onda de tensão ou de corrente deformada (não-senoidal). As correntes harmônicas são geradas pelas cargas não-lineares conectadas à rede. A circulação das correntes harmônicas gera tensões harmônicas através das impedâncias da rede, e então uma deformação da tensão de alimentação. As harmônicas ainda têm um impacto econômico considerável, principalmente devido aos seguintes problemas [52]:

- O envelhecimento precoce de materiais, como por exemplo: capacitores de compensação de energia reativa, alternadores, transformadores (intensificando, também, o ruído dos transformadores), motores, etc. O que ocasiona a necessidade de substituí-los mais rapidamente;
- Os harmônicos podem sobrecarregar a rede, obrigando o aumento da potência necessária, e implicam, em geral, em perdas suplementares.

Além disso, distribuição com tensões que tem componentes harmônicas cria dificuldade de sincronismos de geradores quando a geração é distribuída. Fica mais difícil conectar várias fontes em paralelo quando as tensões estão distorcidas [53], [54]. Portanto, diversos estudos sobre controle e mitigação de harmônicas são feitos em microrredes com o objetivo de controlar a qualidade e estabilidade do sistema, [55]. Por outro lado, sistemas com distribuição em CC sofrem muito menos com interferências de harmônicas, o que diminui a complexidade na sincronização de geradores distribuídos na rede [21], [28].

2.2.1.4. Menor custo em relação a microrrede CA

Apesar de alguns estudos apontarem resultados que indiquem a vantagem econômica das microrredes CC [15], se faz necessário estudos para que se possa discutir esse ponto com propriedade. Seguindo essa perspectiva, propõe-se neste trabalho uma análise comparativa entre os dois tipos de distribuição, usando como estudo de caso o Projeto Piloto de um Sistema de Geração Híbrida na Ilha de Lençóis, no município de Cururupu, Maranhão, em funcionamento há 8 anos e desenvolvido pela Universidade Federal do Maranhão, através do Instituto de Energia Elétrica [10]. Essa microrrede dispõe de um sistema de geração híbrida do tipo eólico-solar, utilizando banco de baterias e um gerador à diesel para *backup*. No Capítulo 4 será feita uma análise sobre os custos de projetos levando em consideração alguns componentes da rede de distribuição.

2.2.2. Desvantagens de Microrredes CC

Apesar dos benefícios expostos, existem desvantagens relacionadas com as microrredes CC em baixas tensões, se comparadas com as tradicionais redes de distribuição em CA. Algumas dessas desvantagens são tratadas nas subseções seguintes.

2.2.2.1. Ausência de normas reguladoras

A falta de normas reguladoras é provavelmente o principal problema que precisa ser

resolvido para que se possa ter uma comparação justa entre os dois sistemas de geração e distribuição, ou seja, com rede puramente em CA e a outra em CC com subsistemas em CA. Várias organizações como Emerge Alliance, o Instituto Europeu de Normas de Telecomunicações, a Comissão Internacional de Eletrotécnica, o Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos e outros, vêm contribuindo no desenvolvendo de regulamentações e normas que possam reger esse tipo de microrrede [51].

Entretanto, enquanto não houver uma referência consolidada, diversas configurações de sistemas CC serão propostas, segundo a necessidade de cada aplicação. Isso se pode observar nas diferentes microrredes CC simuladas e implementadas de hoje [15], [17], [51], [18], [28], [56], [57].

2.2.2.2. Desconhecimento sobre microrredes

A falta de familiaridade com microrredes CC é um dos importantes pontos a superar, como acontece com qualquer novo sistema ou tecnologia. Leva tempo para se desenvolver novas tecnologias e implementá-las de forma suficiente a se tornarem conhecidas do público, em geral, consumidores ou investidores. As empresas de eletricidade que são encarregadas da instalação desses sistemas são muitas vezes pressionadas a solucionar problemas de adequação de novos sistemas, fato que aumenta as incertezas, por parte de algumas empresas, no investimento em projetos de microrredes.

Quando se trata de uma nova tecnologia, as empresas muitas vezes cobram uma taxa adicional para garantir o lucro ao trabalharem com esses sistemas, pois do ponto de vista do empreendedor, essa relação se dá à base de risco-recompensa. Isso dificulta o crescimento do número de investidores [17]. Para que se possa aumentar a expansão de microrredes CC, é necessário o avanço das discussões de topologia, configuração, normas e códigos; conseqüentemente se alcançará melhorias no desenvolvimento, implementação e manutenção, trazendo credibilidade aos investidores e aos consumidores [28].

2.2.2.3. Alto custo de implementação para sistemas completamente em CC

O Brasil tem atraído investimentos, ainda tímidos, sobretudo, devido aos preços elevados, excesso de impostos, câmbio, altos custos de materiais importados, poucos fornecedores de materiais, exigências que retardam ou mesmo inviabilizam o processo de instalação de microrredes [8].

Em uma perspectiva geral, a implantação de microrredes requer investimentos financeiros que podem superar aqueles necessários à implantação de uma rede CA convencional. É necessário que sejam analisados casos específicos para se chegar a uma conclusão refinada de qual sistema é mais econômico, e qual topologia. Para uma ótica abrangente, os custos em uma microrrede não se devem apenas à sua topologia de geração e distribuição, é necessário que se leve em consideração as cargas que serão alimentadas. Devido à falta de padronização ou de dispositivos CC com plugues que se conectem à rede CC, muitas cargas ainda requerem conexões do tipo CA, exemplo 120 V 60 Hz (a maioria dos equipamentos utilizados atualmente não possuem fonte de alimentação compatível com CC) [28]. Levando isso em consideração, microrredes com distribuição e fornecimento de energia em CC poderiam demandar ainda mais investimentos nas indústrias para fabricação de equipamentos compatíveis com alimentação CC.

Portanto, uma alternativa poderia ser a implementação de um sistema híbrido de distribuição, de tal modo que se usufrísse das vantagens da distribuição CC e atendesse as cargas CA, até que o mercado torne as cargas CC disponíveis e acessíveis.

2.2.2.4. Falta de produtos com fonte de alimentação CC direta

Equipamentos eletrônicos representam um dos principais segmentos de cargas que são conectadas a um sistema de distribuição de energia elétrica. Nesses dispositivos, pequenas modificações são necessárias para torná-los "prontos" para conexão a uma rede CC, pois na maioria deles já existe um estágio de conversão CA/CC, ou seja, um estágio retificador [51]. Entretanto, ainda não existe demanda nem incentivos às indústrias para um investimento e produção desses equipamentos em larga escala. Devido a esse cenário, a estratégia considerada neste trabalho para transpor essa barreira, na utilização de microrredes com rede de distribuição de energia elétrica em CC, é que se utilizem conversores CC-CA para conexão das cargas CA. Esses conversores podem ser destinados a uma carga individual ou a um grupo de cargas (unidades consumidoras).

2.3. Proposta de Trabalho

Com o avanço da eletrônica, cujos equipamentos são essencialmente alimentados em CC, e o crescente uso de fontes renováveis de energia, a discussão acerca do padrão para fornecimento de energia elétrica emerge novamente. Boa parte das fontes de energia renováveis (fotovoltaica, células a combustível, etc.) produzem energia em corrente contínua. O uso de LEDs, que são dispositivos alimentados em CC, é uma emergente opção para iluminação mais

eficiente. Portanto, é interessante que se estude sistemas de geração com distribuição em CC e se avalie os possíveis benefícios que se pode ganhar com essa alternativa.

Ao analisar a possibilidade de sistemas em CC para aplicações residenciais, percebe-se que existem poucos produtos comercializados prontos para serem usados com alimentação em CC direta da rede principal [51]. Entretanto, dispositivos eletrônicos representam um dos maiores setores de cargas que podem ser conectadas e desconectadas do sistema de distribuição de energia elétrica e, esses equipamentos, geralmente já possuem um estágio CA/CC de entrada. Mesmo assim, a implantação de uma microrrede com distribuição e fornecimento de energia plenamente em CC iria exigir altos investimentos nas indústrias para a fabricação ou adequação de equipamentos para se tornarem compatíveis com uma rede de alimentação CC, uma vez que esses equipamentos não são produtos “de prateleira” e as cargas atuais são majoritariamente compatíveis com CA [28].

Portanto, propor uma topologia para microrrede com distribuição CC, no momento atual, é inviável devido a incompatibilidade com o tipo de alimentação que a maioria das cargas exigem, ou seja, cargas em CA. E como o investimento para a padronização dessas cargas com vistas a uma alimentação CC pode não se sustentar financeiramente, este trabalho propõe uma solução alternativa para aplicação em localidades isoladas, o emprego de uma microrrede com sistema de distribuição híbrida. O sistema de distribuição seria feito em CC e, com a utilização de inversores, as cargas (ou grupo de cargas) seriam alimentadas em CA, conforme ilustrado na Figura 2.9. Esta topologia tem como referência para comparação o Projeto Piloto de um Sistema de Geração Híbrida na Ilha de Lençóis [10] que será descrito de forma resumida na subseção seguinte.

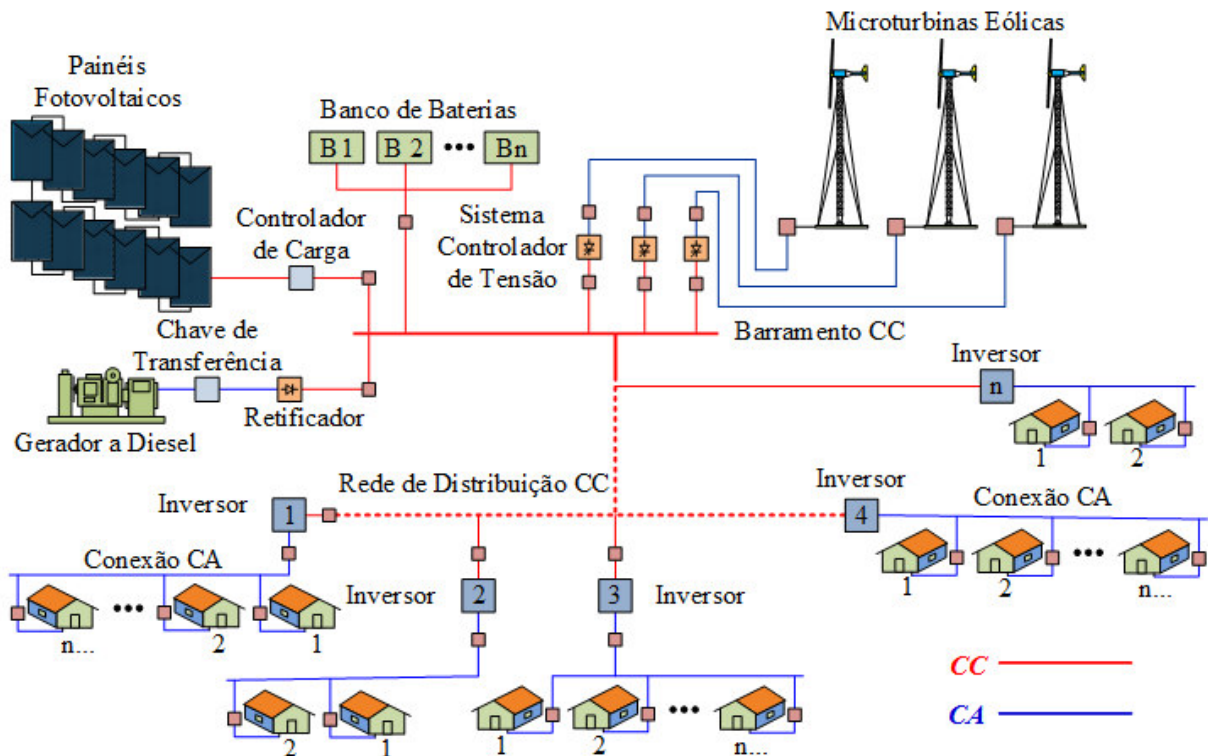


Figura 2.9 – Proposta de microrrede isolada com rede de distribuição híbrida (parte em CC e parte em CA).

Fonte: adaptado de [10].

2.3.1. Estudo de Caso de Microrrede – Sistema de Geração Híbrido da Ilha de Lençóis

O Sistema de geração híbrido (com utilização de turbinas eólicas, painéis solares fotovoltaicos e gerador a diesel) da Ilha de Lençóis, no Município de Cururupu entrou em operação desde o dia 19 de julho de 2008, atendendo à comunidade local com energia elétrica 24 horas por dia, tanto nas moradias como nas vias públicas. Este projeto foi executado pelo IEE-UFMA e financiado pelo Programa Luz para Todos do MME, objetivando desenvolver soluções de atendimento com energia elétrica às comunidades isoladas, com potenciais de aproveitamento da energia eólica e solar.

O sistema é composto por três turbinas eólicas de 10 kW de potência nominal em 12,6 m/s (total de 30 kW), com seus respectivos sistemas controladores de carga, dotados de algoritmo de MPPT para extrair o máximo de potência das turbinas eólicas, e por 162 módulos fotovoltaicos de 130 Wp cada (21 kWp nominal para o painel fotovoltaico completo, com seu respectivo controlador de carga, dotado de algoritmo de MPPT para extrair o máximo de potência da fonte solar). Um sistema com banco de bateria formado por 240 baterias (do tipo

Capítulo 2. Microrredes com Distribuição de Energia Elétrica em Corrente Alternada e em Corrente Contínua

chumbo-ácido de 600 Ah / 2 V), conectadas em 2 linhas paralelas, cada linha com 120 baterias em série, formando um barramento em corrente contínua de 240 V_{CC} nominal. Há dois inversores de 30 kVA cada (com entrada nominal em 240 V_{CC} e saída trifásica, com 380 V_{CA} entre fases e 220 V_{CA} entre cada fase e neutro). O sistema também possui um grupo gerador de backup de 53 kVA em *standby* ou 48 kVA em regime “*Prime Power*”, que é usado para suprir a demanda elétrica quando não houver energia suficiente proveniente das fontes renováveis (sem geração eólica e solar suficientes, e com o banco de baterias descarregado) ou nos casos de falhas ou defeitos no sistema. O grupo gerador também é usado para dar carga de equalização ao banco de baterias, de acordo com as orientações do fabricante de modo que se alcance maior tempo de vida útil do banco. A Figura 2.10 mostra o diagrama ilustrativo desse sistema de geração.

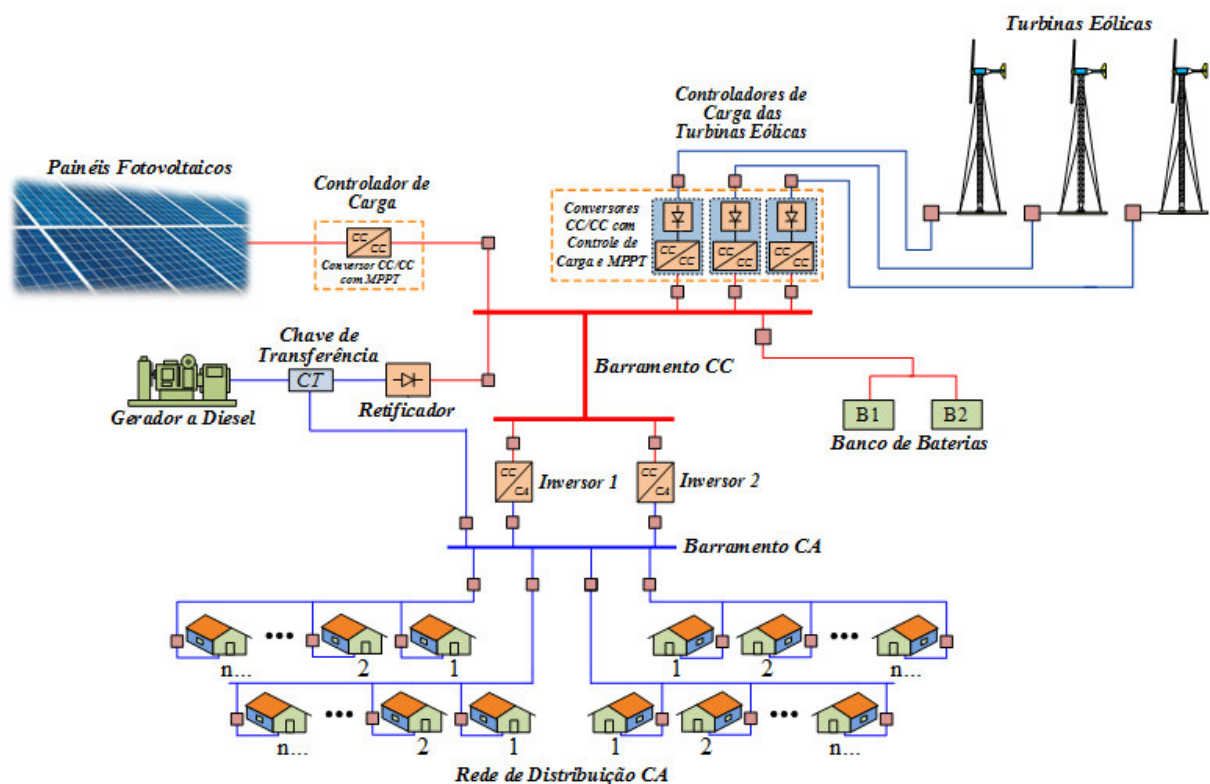


Figura 2.10 – Sistema de geração híbrido eólico-solar da Ilha de Lençóis.

Fonte: adaptado de [10].

A tensão nominal do barramento em corrente contínua, comum a todas as fontes, é de 240 V_{CC}. Quando há vento e irradiação suficientes, as fontes renováveis (turbinas e painéis fotovoltaicos) produzem potência para suprir as cargas (consumidores residenciais locais). No caso de superávit (geração maior que consumo), o excedente de energia é armazenado no banco de baterias. Em caso de déficit (consumo maior que geração), o banco de baterias fornece o

complemento de potência necessária para o atendimento da carga.

Situações em que a incidência de irradiação solar e a densidade de vento sejam pífias ou insuficientes, as cargas instaladas nas residências serão supridas, prioritariamente, pela energia que foi armazenada no banco de baterias, que está configurado para uma profundidade de descarga de no máximo 50 % (da energia total armazenada no banco de baterias, apenas 50% poderá ser utilizada). Se o cenário de pouca geração de energia elétrica persistir, de maneira que o banco de bateria seja descarregado, o gerador de *backup* será acionado para alimentar as cargas e auxiliar com o carregamento do banco de baterias, através de um retificador.

Capítulo 3

Estudo de Caso – Mapeamento e Dimensionamento das Redes de Distribuição

3.1. Introdução

As normas para a distribuição de energia elétrica objetivam estabelecer procedimentos relativos à qualidade da energia elétrica que é entregue ao consumidor final [46]. Para que se consiga manter a qualidade da energia, um dos indicadores são os valores de tensão. No desenvolvimento deste trabalho, será dado ênfase ao limite admissível de queda de tensão em redes de distribuição. Essa abordagem é justificada pelo fato da rede de distribuição do estudo de caso adotado ser feita em baixa tensão. Além do mais, a microrrede que está sendo estudada é constituída de um sistema concentrado de geração. Sendo assim, é provável que cargas muito distantes da fonte de alimentação da rede sejam prejudicadas devido à queda de tensão ser alta.

Para que se possa analisar os comprimentos máximos que se pode alcançar com as duas redes de distribuição que estão sendo estudadas, considerando o limite de queda de tensão, é necessário que se conheça os procedimentos para o dimensionamento de condutores. Além disso, são necessárias as características elétricas da fonte e das cargas (unidades consumidoras). Também é importante conhecer a disposição física dessas cargas na rede. Esse contexto será discutido nas próximas seções.

Depois dos parâmetros das redes de distribuição serem conhecidos, serão analisadas duas simulações: a) rede de distribuição puramente em CA e b) rede de distribuição principal em CC com subsistemas em CA.

3.2. Queda de Tensão em Redes de Distribuição de Baixa Tensão

A queda de tensão em uma rede de distribuição é diretamente proporcional à impedância da rede, que é diretamente proporcional ao comprimento da rede. É possível observar essa relação para redes trifásicas em (3.1), que é detalhada no Apêndice A. O limite aceitável de queda de tensão varia de país para país, dependendo das normas adotadas. Neste trabalho, será adotado o limite de queda de tensão de 5 % do valor nominal, que é 380 V para cargas trifásicas

e 220 V para cargas monofásicas, conforme as normas estabelecidas pela Comissão Internacional de Eletrotécnica (International Electrotechnical Commission), [58] e [59].

$$\Delta V_{\%} = \frac{\sqrt{3} \cdot l \cdot I \cdot (R \cos(\varnothing) + X \sin(\varnothing))}{V_1} \quad (3.1)$$

Sendo:

$\Delta V_{\%}$ – variação da queda de tensão em porcentagem;

l – comprimento do trecho em m;

R – resistência elétrica do condutor em $\frac{\Omega}{m}$;

X – reatância indutiva do condutor em $\frac{\Omega}{m}$;

I – corrente elétrica no trecho em A;

V_1 – tensão de fase;

\varnothing – ângulo do fator de potência.

A Figura 3.1 ilustra uma rede de distribuição genérica. Nesse exemplo, tem-se uma fonte trifásica com potência de 30 kW e tensão de linha de 380 V, e uma rede de distribuição com resistência de 0,87 Ω/km e reatância indutiva de 0,11 Ω/km que alimenta uma carga trifásica de 3,8 kW. O fator de potência considerado (FP) é igual a 1. A norma, que estabelece que a máxima queda de tensão admissível é de 5 % do valor nominal, é importante para garantir a máxima queda de tensão admissível nos pontos de atendimento às cargas. O desempenho de equipamentos pode ser prejudicado quando a queda de tensão excede o limite determinado por norma [60]. Com essas características, o maior comprimento que a rede poderia alcançar seria de aproximadamente 1,2 km, segundo o limite de queda de tensão estabelecido na norma. Situações em que a carga se encontrasse mais distante, seria necessária uma solução para compensar a queda de tensão.

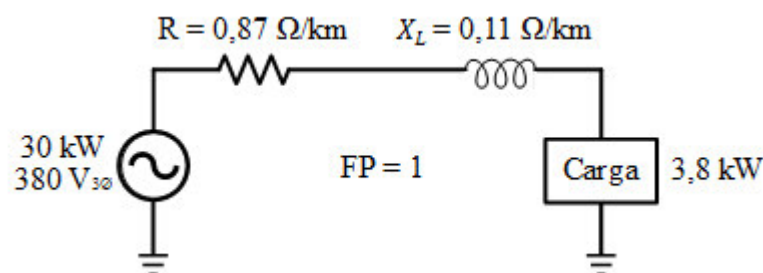


Figura 3.1 – Rede de distribuição genérica.

Fonte: elaborada pelo autor.

A metodologia adotada pelas Concessionárias de Energia para calcular a queda de tensão em redes de distribuição de baixa tensão utiliza a Tabela 3.1 [32].

Tabela 3.1 – Cálculo de queda de tensão em redes de baixa tensão.

TRECHO		CARGAS				QUEDA DE TENSÃO		
Referência	Comprimento	Distribuídas no trecho	Acumuladas no fim do trecho	Total (C/2+D)B	Condutores	Unitária	No trecho G x E	Total
A	B	C	D	E	F	G	H	I
$x_0 - x_1$	/100m	kVA	kVA	kVAxB	Tipo	%	%	%

Sendo:

- A – comprimento do trecho em análise;
- B – comprimento do trecho dividido por 100 unidades;
- C – cargas distribuídas no trecho, em kVA;
- D – cargas acumuladas no fim do trecho;
- E – total de cargas vezes o comprimento do trecho;
- F – características específicas do condutor;
- G – queda de tensão unitária no condutor em 100 m;
- H – queda de tensão no trecho (%);
- I – queda de tensão total (%).

A queda de tensão unitária depende do tipo de material do condutor (normalmente cobre ou alumínio) e da topologia do circuito, a qual tem influência na impedância equivalente do circuito por fase, no caso de redes em CA. Para se obter a queda de tensão, desenvolveu-se o cálculo a partir do diagrama fasorial monofásico, conforme apresentado no Apêndice A. A intenção foi detalhar as bases que fundamentam o procedimento dado pela Tabela 3.1, uma vez que as concessionárias a utilizam como ferramenta padrão em seus manuais, entretanto, não demonstram como obtiveram-na.

3.3. Correção da Resistência em Cabos de Potência

A NM 280 (IEC 60228, MOD – *Conductors of Insulated Cables* (Condutores de Cabos Isolados), [61], especifica as seções nominais padronizadas de 0,5 mm² a 2000 mm², bem como o número e diâmetro dos fios e valores de resistência elétrica para condutores de cabos elétricos e cordões flexíveis isolados. Existem duas classes de condutores para cabos de distribuição de

linhas aéreas: a Classe 1 destina-se somente a condutores sólidos e a Classe 2 a condutores encordoados. Os materiais dos condutores podem consistir de: cobre mole com ou sem revestimento metálico, ou alumínio sem revestimento metálico ou liga de alumínio. Para a aplicação deste trabalho, serão considerados apenas cabos de cobre, por dois motivos específicos: os ambientes para aplicação do projeto proposto neste trabalho, como do próprio estudo de caso, são altamente corrosivos por se encontrarem próximo ao mar; outro motivo é que a norma da concessionária estabelece o uso de condutores de cobre isolados para esse tipo de região [62].

3.3.1. Correção em Função da Variação de Temperatura

Nos catálogos disponibilizados pelos fornecedores certificados pela CEMAR, as resistências elétricas dos cabos para instalações de redes aéreas fixas isoladas são fornecidas a 20° C, porém, a norma NBR 8182 [63] estabelece a temperatura máxima no condutor de 90° C em serviço contínuo. Os cálculos de projeto devem analisar o pior caso. Assim, a correção de temperatura pode ser feita por (3.2) [61].

$$R_{20} = R_t \cdot k_t \cdot \frac{1000}{L} \quad (3.2)$$

Sendo:

R_{20} – é a resistência a 20° C, em ohms por quilômetro (Ω/km);

R_t – é a resistência elétrica medida de L metros de cabo ou cordão flexível a t °C, em ohms (Ω); no caso, 90° C;

L – é o comprimento do cabo ou cordão flexível, em metros (m);

k_t – fator de correção t °C dado na norma NM 280.

Os valores de k_t são baseados na aproximação apresentada em (3.3).

$$k_t = \frac{1}{1 + 0,004(t - 20)} = \frac{250}{230 + t} \quad (3.3)$$

A equação simplificada para o cálculo dos fatores de correção para os condutores de cobre com ou sem revestimento metálico é dada por (3.4).

$$k_{tCu} = \frac{254,5}{234,5 + t} = \frac{1}{1 + \alpha_{Cu}(t - 20)} \quad (3.4)$$

Os valores dos coeficientes de temperatura α para correção das resistências são dados na

IEC 60028: *International Standard of Resistance for Copper* [61]. Para o cobre, $\alpha_{Cu} = 0,00393^{\circ} C^{-1}$. A IEC 60028 faz referência às normas IEC 28 25 (*International standard of resistance for copper*) e a IEC (*International Electrotechnical Commission*). Portanto, para corrigir os valores das resistências elétricas dos condutores disponibilizados pelos fornecedores, faz-se uso de (3.2) a (3.4).

Com base nas adaptações da IEC 60228:1978, aplicáveis no âmbito do Mercosul, para o cálculo da resistência em corrente alternada (R_{ca}), tem-se que ela é igual a resistência em corrente contínua (R_{cc}) modificada, levando em consideração o efeito pelicular (Y_s) e de proximidade (Y_p), conforme apresentado em (3.5).

$$R_{ca} = R_{cc} \cdot (1 + Y_s + Y_p) \quad (3.5)$$

O efeito pelicular pode ser desprezado para cabos com seção transversal menor que 150 mm² (diâmetro 14 mm) e o efeito de proximidade pode ser desprezado para cabos com seção transversal menor que 185 mm² [61]. Como os valores praticados para as seções dos condutores na microrrede da Ilha de Lençóis são muito inferiores a essas referências, pode-se levar em consideração apenas o fator de correção de temperatura, para se corrigir os valores das resistências em CA e CC fornecidas pelo fabricante.

3.4. Normas Técnicas para Dimensionamento de Condutores em Redes de Baixa Tensão

Para que se conecte um sistema de geração de energia ou se inicialize o funcionamento de uma microrrede, é necessário que as normas da concessionária responsável pela região do estudo sejam respeitadas. Para os condutores elétricos, trabalhou-se com um fornecedor específico, uma vez que seus condutores já são utilizados na microrrede da Ilha de Lençóis. Portanto, os mesmos condutores serão utilizados para a comparação da rede distribuição em CC. As características específicas dos cabos multiplexados autossustentados seguem a norma NBR 8182 (para rede aérea de distribuição em baixa tensão) [63], a NBR NM-280 (para condutores de cabos isolados) [61], a NT.31.005 (para critérios de projetos de linhas e redes de distribuição) [32] e a NT.31.008 (para padronização de materiais e equipamentos por tipo de ambiente) [62].

Segundo a norma da CEMAR NT.31.008.01 [62], que trata sobre a padronização de materiais e equipamentos por tipo de ambiente, a definição de Zona de Corrosão Atmosférica Tipo C5 – Nível Muito Alto – é aquela em que se verifica o desempenho dos equipamentos e

materiais severamente comprometido, no período de até 5 anos. São ambientes expostos diretamente a ação corrosiva, sem nenhum anteparo natural ou artificial, ficando no máximo até 2 km da orla marítima, de portuários salinos, de embocaduras de rios e de grandes indústrias.

Com base nessa norma, condutores para rede de distribuição de baixa tensão devem ser do tipo Cabo de Potência Multiplexado Autossustentados de Alumínio, com isolamento extrudado de polietileno termofixo (XLPE) para tensões de até 0,6/1 kV. A sua utilização é recomendada nas redes de distribuição localizadas em todos os ambientes de alta corrosão. A norma especifica alguns cabos de liga de alumínio (CAL), que são:

- 3 x 35 mm² + 1 x 35 mm² - fases CA, isolamento XLPE colorida e neutro nu CAL;
- 3 x 70 mm² + 1 x 70 mm² - fases CA, isolamento XLPE colorida e neutro nu CAL;
- 3 x 120 mm² + 1 x 70 mm² - fases CA, isolamento XLPE colorida e neutro nu CAL;

No dimensionamento dos condutores elétricos, deve-se admitir que o atendimento ao crescimento da carga será feito procurando esgotar a capacidade da rede, considerando o limite de capacidade térmica dos cabos multiplexados e a máxima queda de tensão fixada pelo perfil adotado. Até o primeiro semestre de 2016, após 6 anos de uso, o sistema da Ilha de Lençóis seguia essa norma para os cabos de potência da rede de distribuição, mas tiveram que ser substituídos por cabos equivalentes de cobre. Isso ocorreu devido ao alto nível de corrosividade do ambiente em que a microrrede foi implantada, do tipo oceânico. Portanto, no aspecto de seção transversal e material do cabo de potência, não se justifica respeitar a norma técnica estabelecida pela NT.31005, [32]. Então, foram adotados apenas cabos multiplexados de cobre para os estudos deste trabalho.

3.5. Relação de Correspondência para Perdas em Sistemas CA e CC

A rede de distribuição da Ilha de Lençóis é feita com cabos multiplexados isolados, 3 fases e 1 neutro, com 380 V entre fases e 220 V entre cada fase e neutro. Ao se compara esse sistema com uma distribuição em CC, é muito importante levar em consideração as perdas nas linhas de distribuição da microrrede, pois as principais fontes de atendimento à demanda são fontes renováveis, cuja capacidade instalada não é ilimitada, e por um banco de baterias.

Para que as comparações das redes de distribuição sejam feitas de forma equivalente, buscou-se uma relação de correspondência para os valores de perdas de ambos os sistemas. As

perdas em condutores de sistemas de distribuição trifásicos equilibrados podem ser calculadas através de (3.6), em que P_{CA} é a perda total nos três condutores, R_{CA} é a resistência de um dos condutores e I_{CA} é a corrente CA em uma fase.

$$P_{CA} = 3 \cdot R_{CA} \cdot I_{CA}^2 \quad (3.6)$$

Para sistemas de distribuição CC (as perdas serão em dois condutores, no positivo e no negativo), (3.6) é modificado para (3.7). Em que P_{CC} é a perda total nos dois condutores, R_{CC} é a resistência de um dos condutores e I_{CC} é a corrente CC.

$$P_{CC} = 2 \cdot R_{CC} \cdot I_{CC}^2 \quad (3.7)$$

Como o objetivo é manter o nível de perdas para se poder comparar o custo com os condutores de potência do projeto, os valores resultantes das equações (3.6) e (3.7) devem ser iguais.

$$P_{CA} = P_{CC} \rightarrow 3 \cdot R_{CA} \cdot I_{CA}^2 = 2 \cdot R_{CC} \cdot I_{CC}^2 \quad (3.8)$$

Para um sistema trifásico equilibrado, a potência aparente pode ser calculada da seguinte maneira.

$$P_{CA3\phi} = \sqrt{3} \cdot V_L \cdot I_{CA} \quad (3.9)$$

Sendo: $P_{CA3\phi}$ a potência aparente da rede CA trifásica; V_L o valor eficaz da tensão de linha e I_{CA} o valor eficaz da corrente de fase (considerando conexão em Y).

Similarmente, para um sistema CC, tem-se:

$$P_{CC} = V_{CC} \cdot I_{CC} \quad (3.10)$$

Sendo: P_{CC} a potência e V_{CC} a tensão da rede CC. Essas potências devem ser iguais. Logo:

$$P_{CA3\phi} = P_{CC} \rightarrow V_{CC} \cdot I_{CC} = \sqrt{3} \cdot V_L \cdot I_{CA} \quad (3.11)$$

A tensão 380 V_{CA} será mantida para a rede de distribuição CC, assim, $V_{CC} = V_L$. Então, (3.11) resulta em (3.12):

$$I_{CC} = \sqrt{3} \cdot I_{CA} \quad (3.12)$$

Substituindo (3.12) em (3.8):

$$3. R_{CA} \cdot I_{CA}^2 = 2. R_{CC} \cdot (\sqrt{3} \cdot I_{CA})^2 \quad (3.13)$$

$$R_{CA} = 2. R_{CC} \text{ ou } R_{CC} = 0,5. R_{CA} \quad (3.14)$$

Sabe-se que resistência elétrica de um condutor pode ser calculada através de (3.15):

$$R = \rho \cdot \frac{l}{A} \quad (3.15)$$

Sendo:

R – resistência em ohms (Ω);

ρ – resistividade do material em $\Omega \cdot \frac{mm^2}{m}$;

l – comprimento em m.

A resistividade do cobre é $\rho = 0,0173 \cdot \Omega \cdot \frac{mm^2}{m}$ a 20° C [61]. Substituindo (3.15) em (3.14) é possível se encontrar uma relação entre as seções transversais dos condutores para rede CA e os para rede CC, pois a resistividade é igual devido o material ser o mesmo. O comprimento também será o mesmo porque o tamanho da rede permanece constante. Assim, obtém-se:

$$\rho \cdot \frac{l}{A_{CA}} = 2 \cdot \rho \cdot \frac{l}{A_{CC}} \quad (3.16)$$

$$A_{CC} = 2 \cdot A_{CA} \quad (3.17)$$

Sendo: A_{CA} a seção transversal do condutor da rede CA e A_{CC} a seção transversal do condutor da rede CC. Portanto, para se fazer uma comparação entre as redes de distribuição CA e CC, mantendo o fluxo de corrente semelhante em ambas e as perdas equivalentes, se faz necessário a utilização de condutores com seção duas vezes maior nos sistemas para rede de distribuição CC em relação a CA (isso é valido devido a tensão da rede CC ser igual a tensão de linha da rede CA, conforme proposto).

3.6. Mapeamento da Microrrede da Ilha de Lenções

3.6.1. Levantamento de Dados

Após o entendimento da Tabela 3.1 e se avaliar os elementos relevantes dos cabos de potência que influenciam no cálculo de queda de tensão, fez-se o levantamento da rede de

distribuição da Microrrede da Ilha de Lençóis através de mapeamento com GPS (*Global Position System* - Modelo GPSMap 76S). Os comprimentos de todo os trechos somam aproximadamente 1,6 km. Para esse procedimento ser feito adequadamente, todas as unidades consumidoras ativas da ilha foram visitadas, dessa maneira foi possível coletar a posição geográfica e o consumo médio mensal (Apêndice B) de cada uma delas a partir dos boletos de cobrança.

3.6.2. Mapeamento das Unidades Consumidoras e Rede de Distribuição

Após o registro desses dados foi utilizado o *software MapSource Version 6.16.3*, fornecido no site do próprio fabricante do GPSMap 76S, para a transferência dos dados de posicionamento geográfico. Esse modelo apresenta erro de precisão de até 5 metros. Assim, pôde-se gerar o mapa da rede de distribuição da Microrrede da Ilha de Lençóis, mostrado na Figura 3.2. O *software* também foi importante para calcular as distâncias entre geração, transmissão, distribuição, postes e unidades consumidoras, conforme mostrado na Figura 3.3.

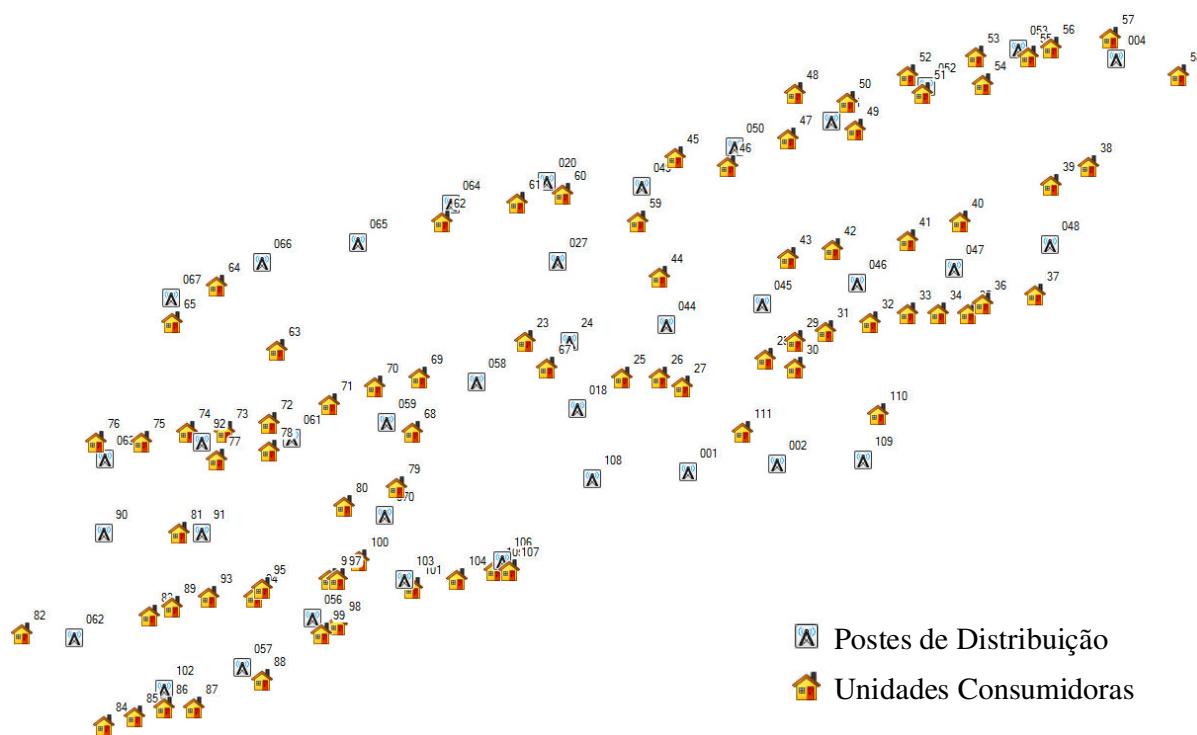


Figura 3.2 – Mapeamento da rede de distribuição da microrrede da Ilha de Lençóis.

Fonte: elaborada pelo autor.

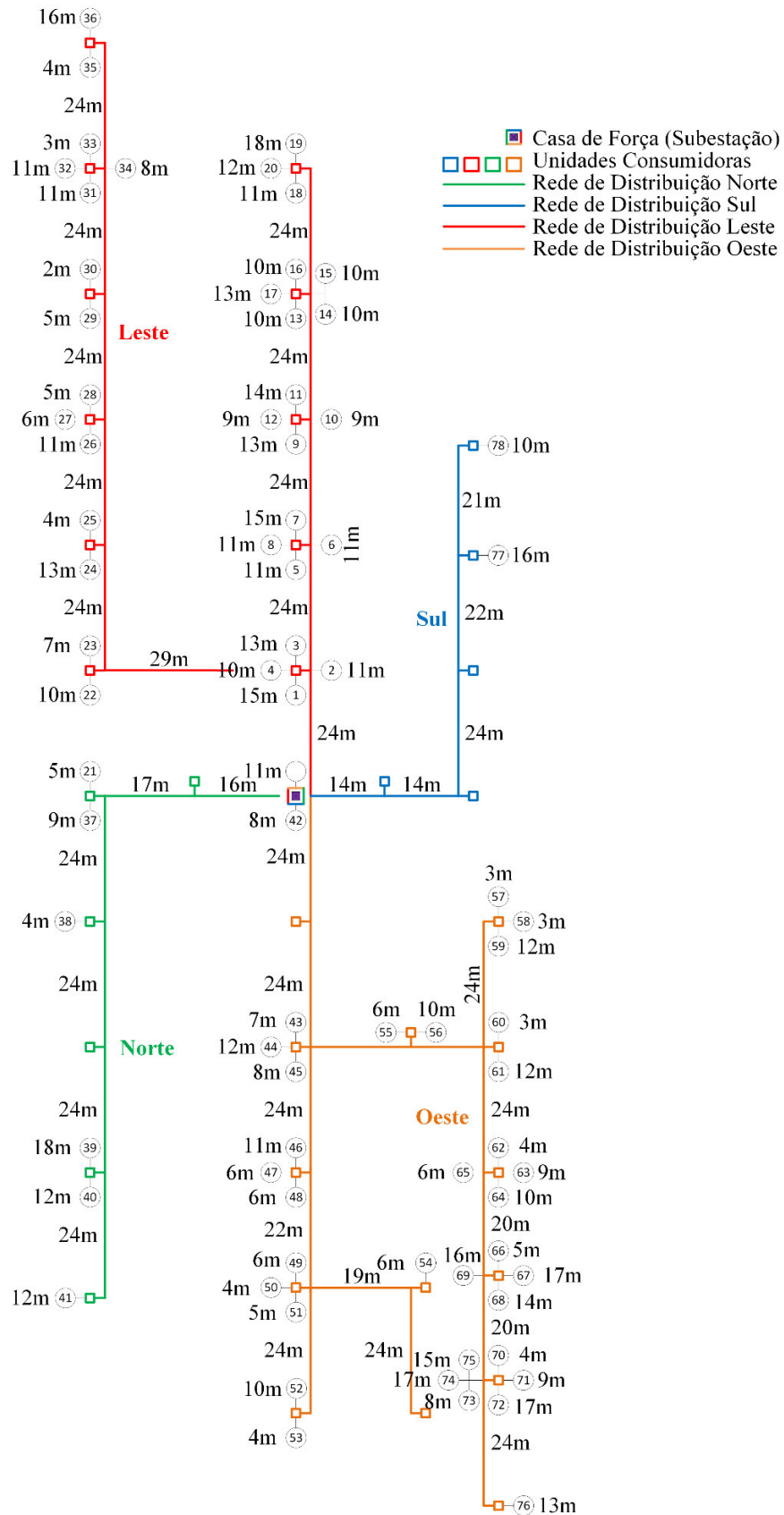


Figura 3.3 – Rede de distribuição da microrrede da Ilha de Lençóis.

Fonte: elaborada pelo autor.

3.6.3. Estimação da Demanda

A microrrede da Ilha de Lençóis entrou em funcionamento em 2008 e foi acompanhada pelo IEE-UFMA até o ano de 2016. Durante esse período, inúmeras viagens aconteceram e várias medições foram registradas e salvas em um banco de dados. Um dos equipamentos de medição utilizados foi o Analisador de Energia modelo FLUKE 343/435. A duração e o tempo de amostragem dessas medições não são padronizados por conta dos horários aleatórios de chegada e saída da ilha, como também devido ao tempo de permanência na comunidade. Contudo, as medições das demandas máxima e média totais do estudo de caso são conhecidas a partir desse banco de dados. Através das demandas máxima e média totais, é possível encontrar o fator de carga (FC), conforme (3.18).

$$FC = \frac{\textit{Demanda média}}{\textit{Demanda máxima}} \quad (3.18)$$

O levantamento da demanda média das unidades consumidoras da microrrede do estudo de caso foi estimado a partir das médias dos consumos mensais de cada unidade (Apêndice B) em um intervalo de tempo de um ano. Esses valores de consumo foram obtidos com consentimento dos moradores, proprietários da residência, a partir da fatura emitida pela concessionária local. Com base nesses dados, a demanda média total da microrrede também pôde ser estimada. Então é possível estimar a demanda máxima individual de cada unidade consumidora a partir do FC. Essa demanda média total estimada a partir das medições registradas nas faturas deveria ser aproximadamente a registrada pelo analisador de energia.

Devido à distância, aproximadamente 30 km, que a Ilha de Lençóis se encontra de Apicum-Açu (cidade mais próxima onde unidades da concessionária atuam), as faturas são estimadas levando em consideração o consumo medido no ano anterior. Caso os consumos individuais sejam maiores no ano decorrente que os valores estimados no ano anterior, esses acréscimos serão incluídos nas faturas do próximo ano (esses intervalos não são necessariamente de um ano). Levando isso em consideração, é muito provável que se encontrem erros nas medições registradas nas faturas emitidas pela concessionária. Portanto, para se validar a utilização dos dados de demandas médias e máximas individuais de cada unidade consumidora, fez-se necessário comparar os dados registrados pelo analisador de energia com os coletados em campo.

A partir das medições obtidas através do analisador de energia, foi possível observar um

comportamento semelhante da potência média demandada durante os dias e as noites, que dificilmente fogem da “normalidade”. A fim de se detalhar o comportamento da potência demandada durante os dias ao longo do ano, foram escolhidos dois dias para análise em dois períodos diferentes que serão detalhados a seguir.

As Figuras 3.4 e 3.5 mostram as curvas de potência demandada durante o intervalo de 6h às 18h dos dias 09/07/2016 e 22/10/2016. Observa-se que as curvas apresentam comportamento semelhantes e possuem uma média de aproximadamente 8 kW. Logo a seguir, nas Figuras 3.6 e 3.7, são apresentadas as respectivas curvas de energia trifásica consumida.

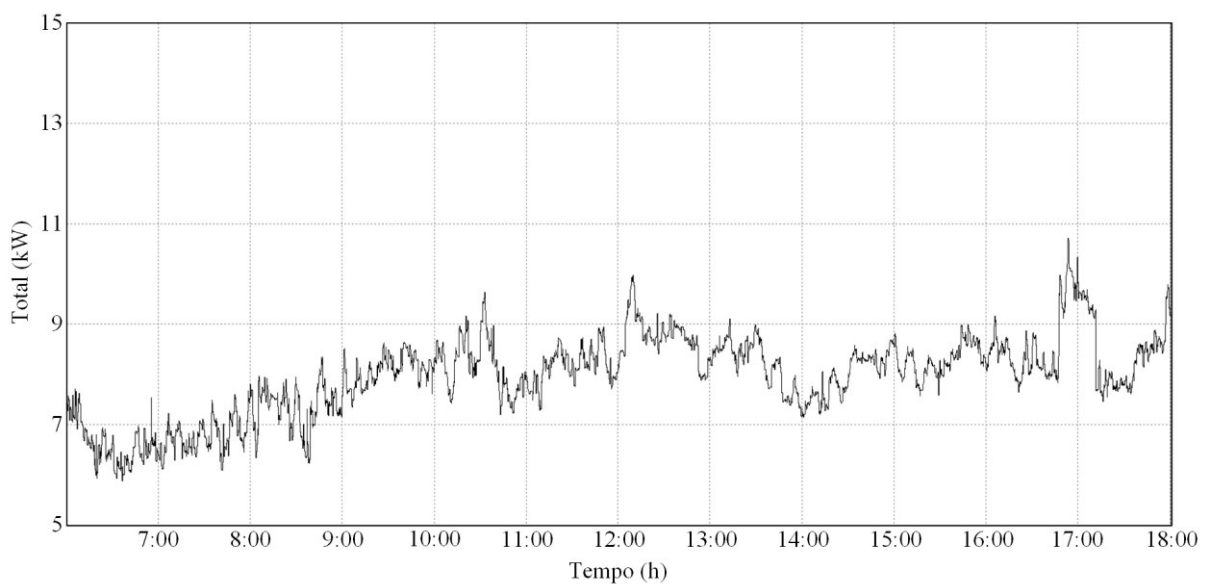


Figura 3.4 – Potência média demanda durante o dia (09/07/2016).

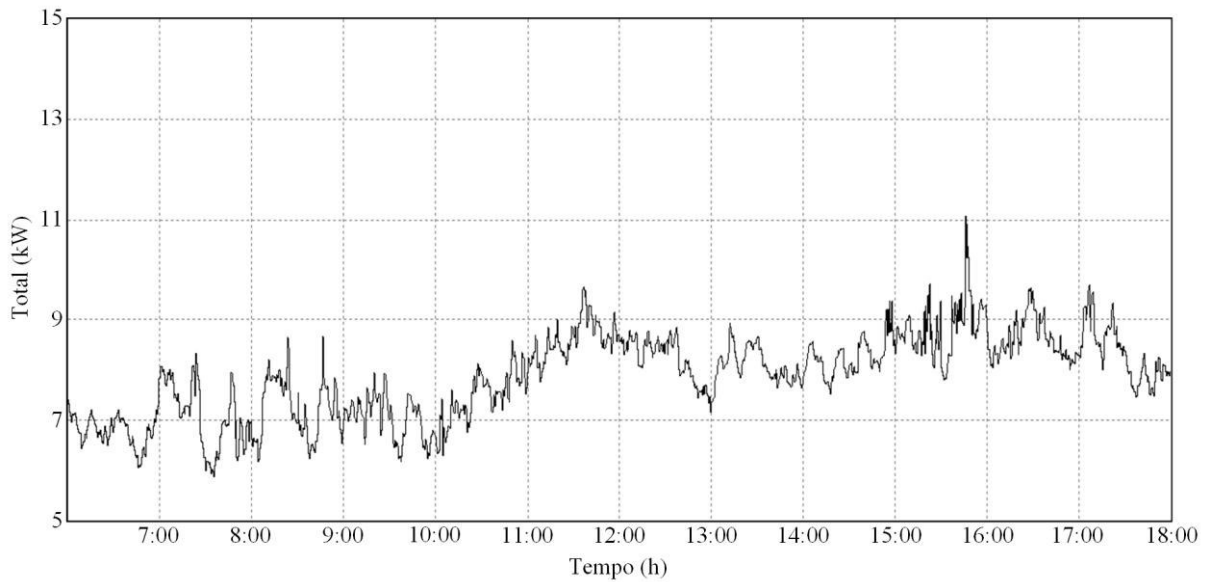


Figura 3.5 – Potência média demandada durante o dia (22/10/2016).

Na Figura 3.6 é mostrada a evolução da energia correspondente à energia consumida no intervalo de 6h às 18h do dia 09/07/2016, que corresponde a 95,37 kWh. Na Figura 3.7 é mostrada a evolução da energia correspondente à energia consumida no intervalo de 6h às 18h do dia 22/10/2016, que corresponde a 94,54 kWh. As duas medições foram feitas com intervalo de três meses, mesmo assim, percebe-se um padrão no comportamento do consumo. Para essa comparação, a variação foi menor que 1%.

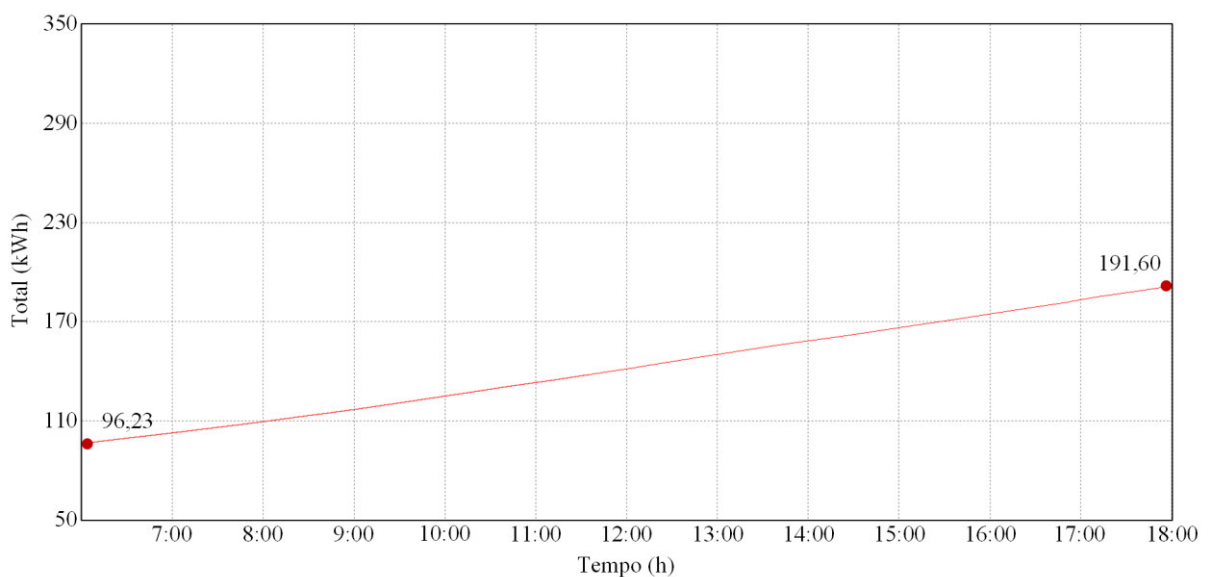


Figura 3.6 – Energia consumida durante o dia (09/07/2016).

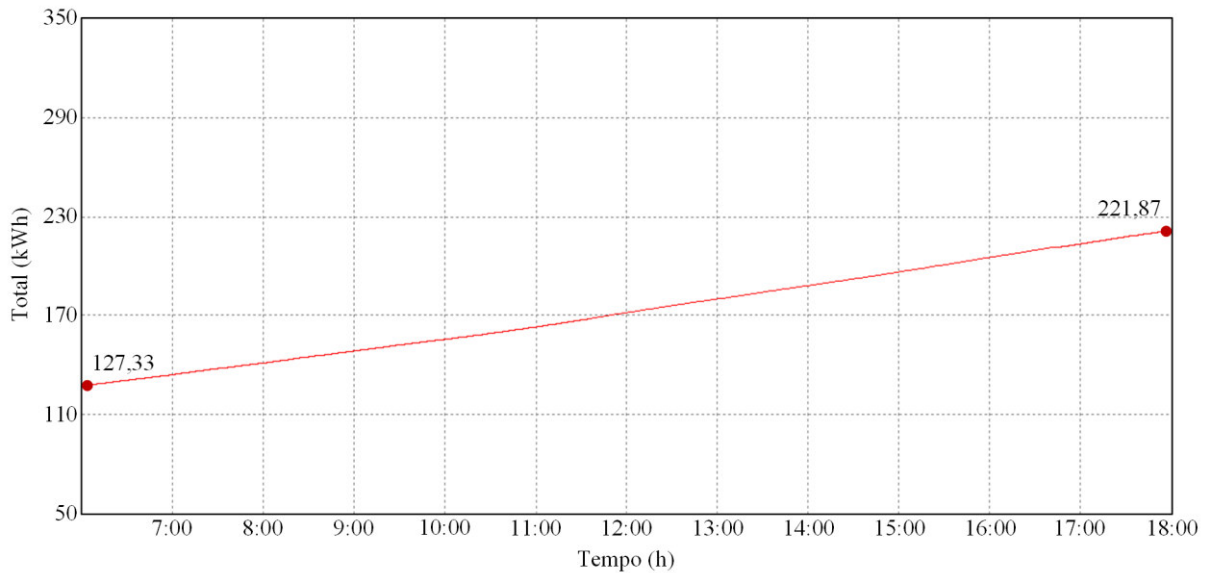


Figura 3.7 – Energia consumida durante o dia (22/10/2016).

Semelhantemente, as Figuras 3.8, 3.9 e 3.10 mostram as curvas de potência demandada durante o intervalo aproximado de 18h às 6h dos dias 08/07/2016, 09/07/2016 e 22/10/2016. Observa-se que as curvas apresentam comportamento semelhantes, possuem uma média de aproximadamente 9 kW. Do mesmo modo é possível observar que no intervalo de 19h às 22h a potência demandada alcança valores máximos. Logo a seguir, nas Figuras 3.11 3.12 e 3.13 são apresentadas as respectivas curvas de energia consumida.

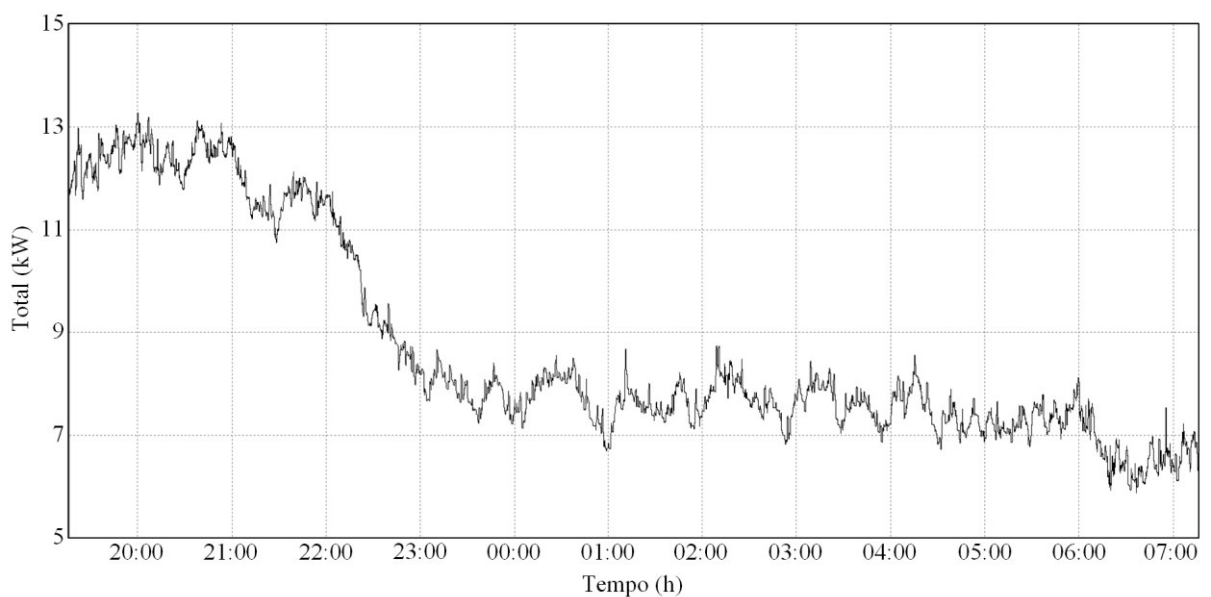


Figura 3.8 – Potência média demandada durante a noite (08/07/2016).

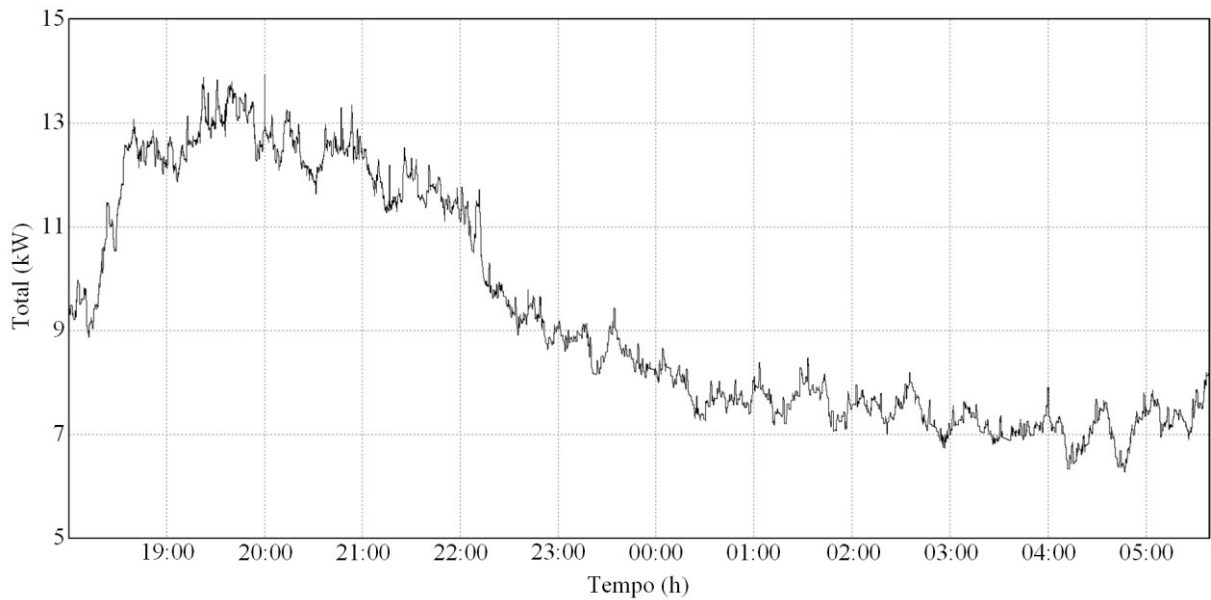


Figura 3.9 – Potência média demandada durante a noite (09/07/2016).

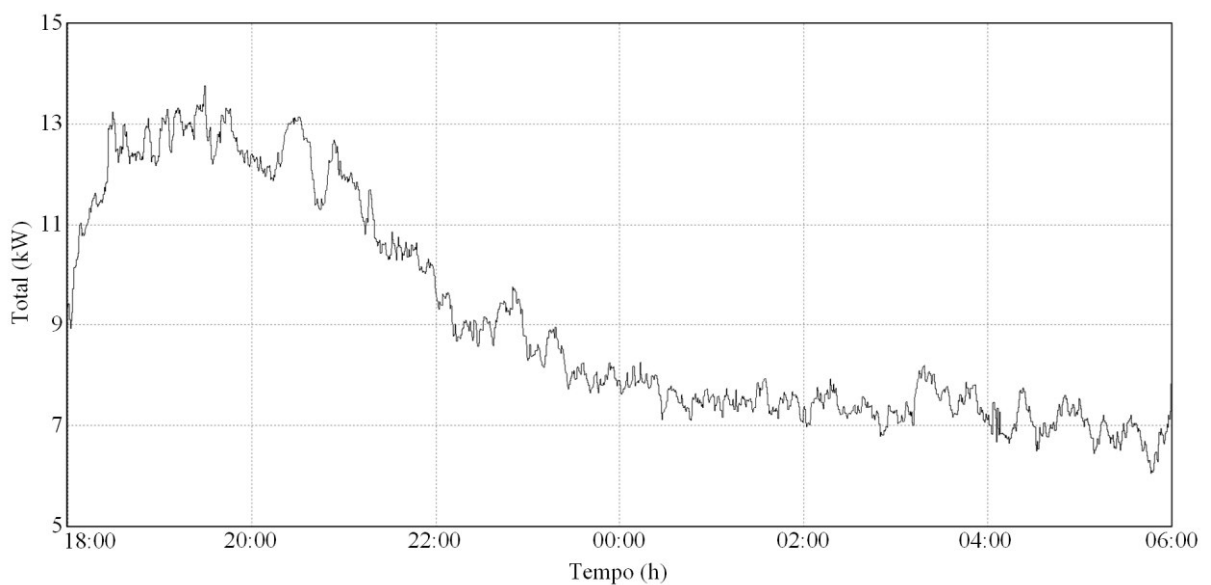


Figura 3.10 – Potência média demandada durante a noite (22/10/2016).

Na Figura 3.11 é mostrada a evolução da energia correspondente à energia consumida no intervalo de 19h às 7h do dia 08/07/2016, que corresponde a 104,54 kWh. Na Figura 3.12 a evolução correspondente à energia consumida no intervalo de 18h às 6h do dia 09/07/2016, que corresponde a 108,41 kWh.

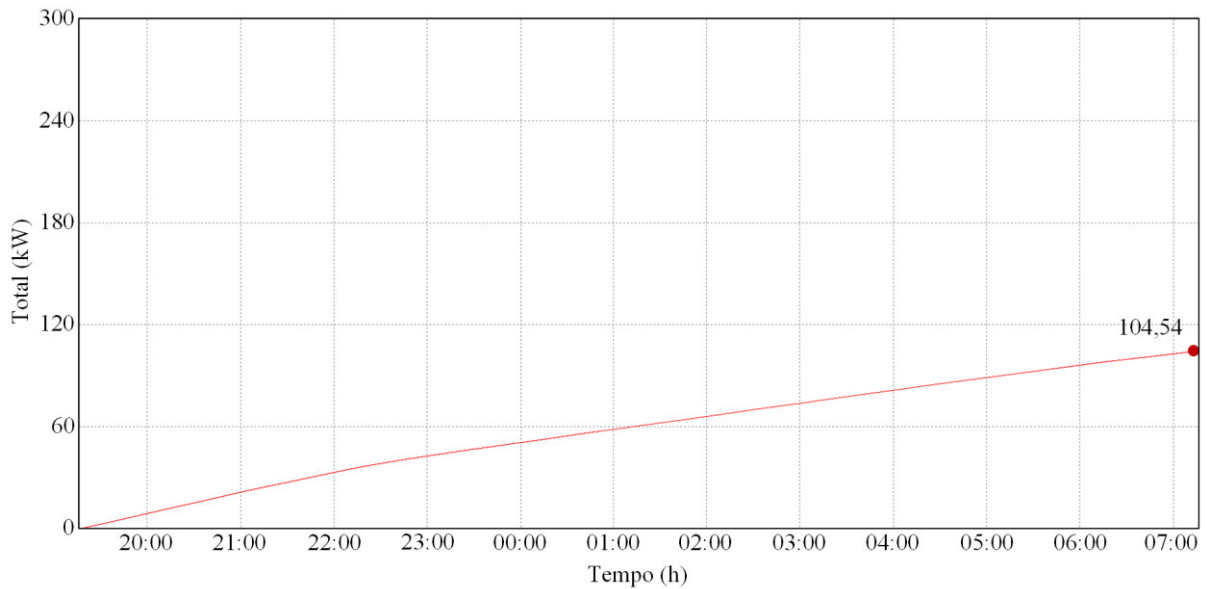


Figura 3.11 – Energia consumida durante a noite (08/07/2016).

O intervalo da Figura 3.11 está deslocado em uma hora dos demais devido à data e hora do início de aquisição de dados, que dependia da hora de chegada a Ilha de Lençóis.

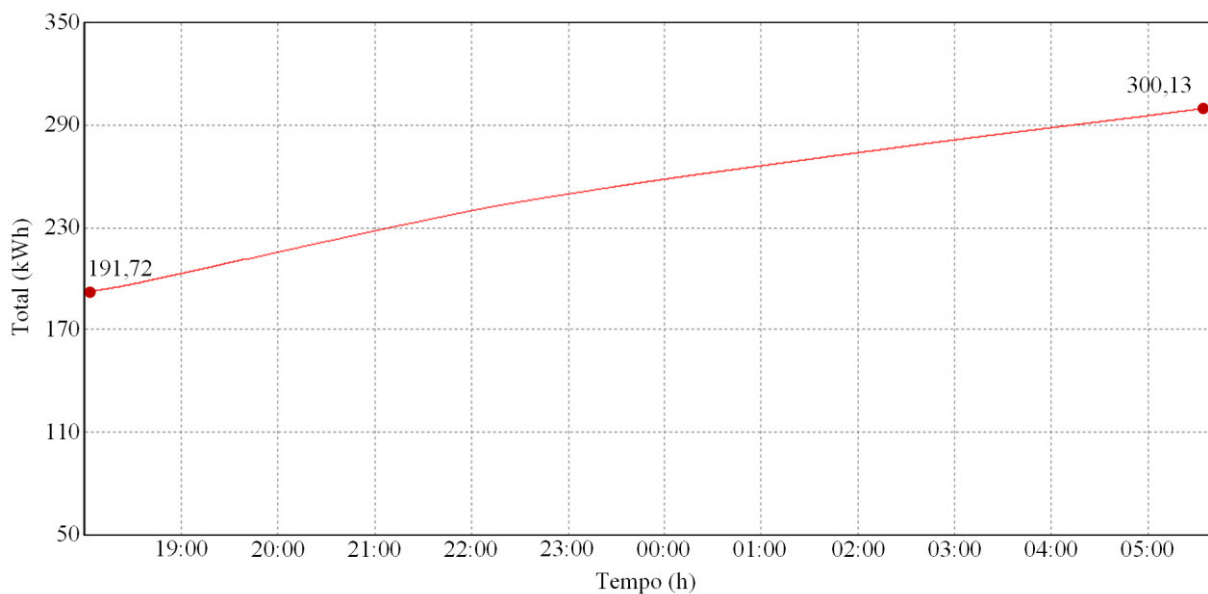


Figura 3.12 – Energia consumida durante a noite (09/07/2016).

Na Figura 3.13 é mostrada a evolução da energia correspondente à energia consumida no intervalo de 18h às 6h do dia 22/10/2016, que corresponde a 108,93 kWh. As duas primeiras medições foram feitas consecutivamente e a terceira foi feita com intervalo de três meses, mesmo assim, percebe-se o padrão no comportamento do consumo; para essa comparação, as variações foram de 1% a 3,6 % aproximadamente.

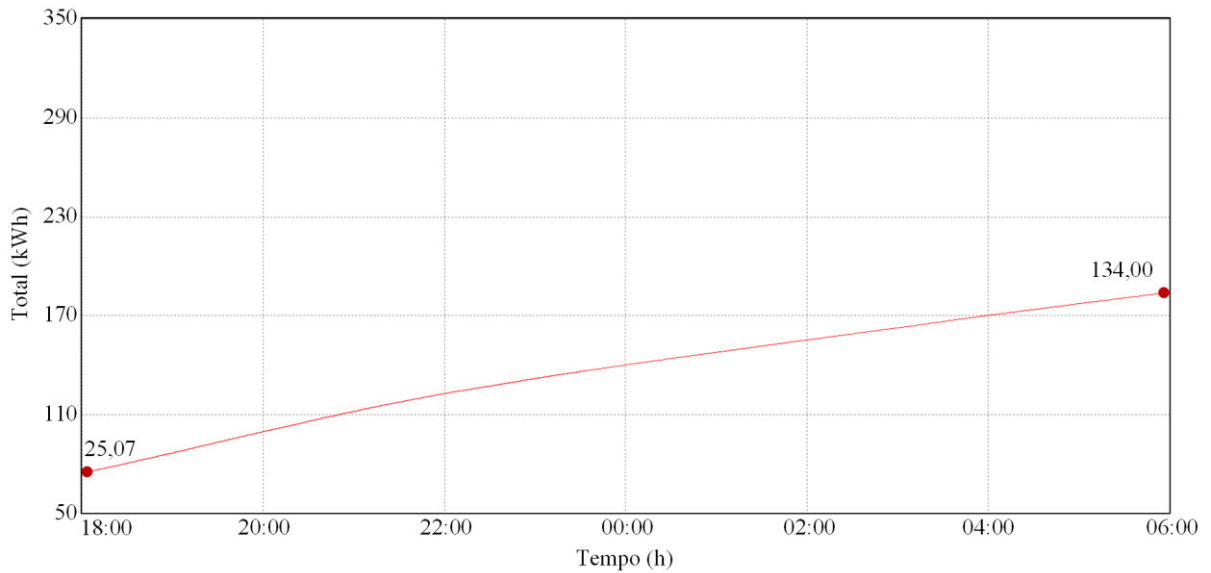


Figura 3.13 – Energia consumida durante a noite (22/10/2016).

As Figuras 2.14 e 2.15 mostram as curvas de potência demandada durante 24h (um dia completo) dos dias 09/07/2016 e 22/10/2016. Observa-se que as curvas apresentam comportamento semelhantes, possuem uma média de 8,5 kW aproximadamente. Do mesmo modo é possível observar que no intervalo de 19h às 22h a potência demandada alcança valores máximos.

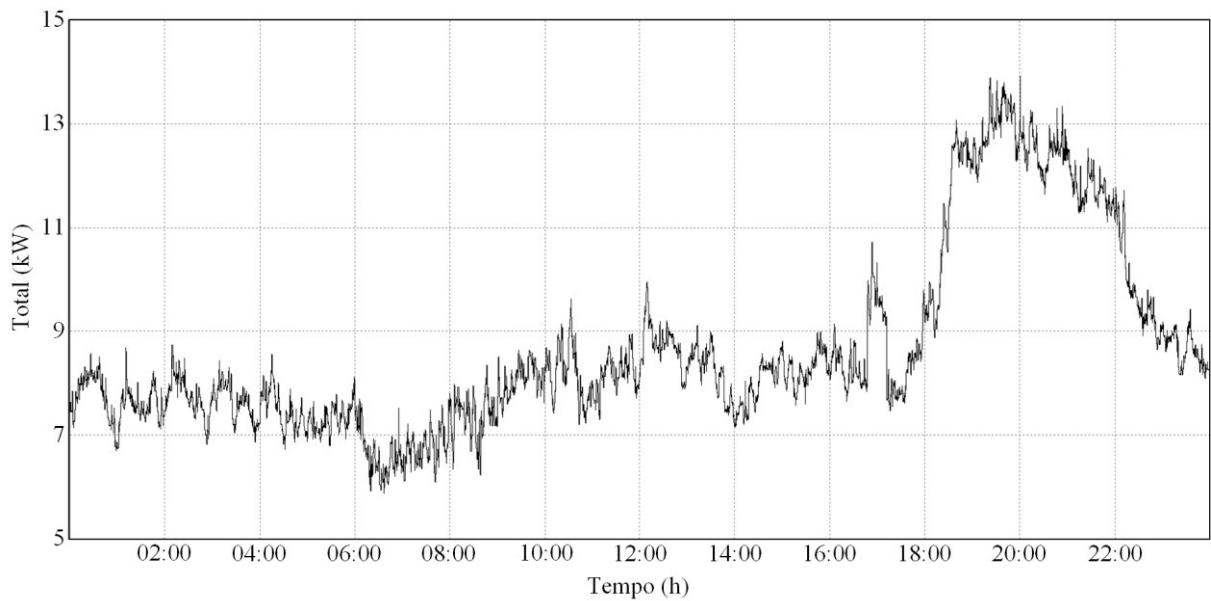


Figura 3.14 – Potência média demandada durante 24 horas (09/07/2016).

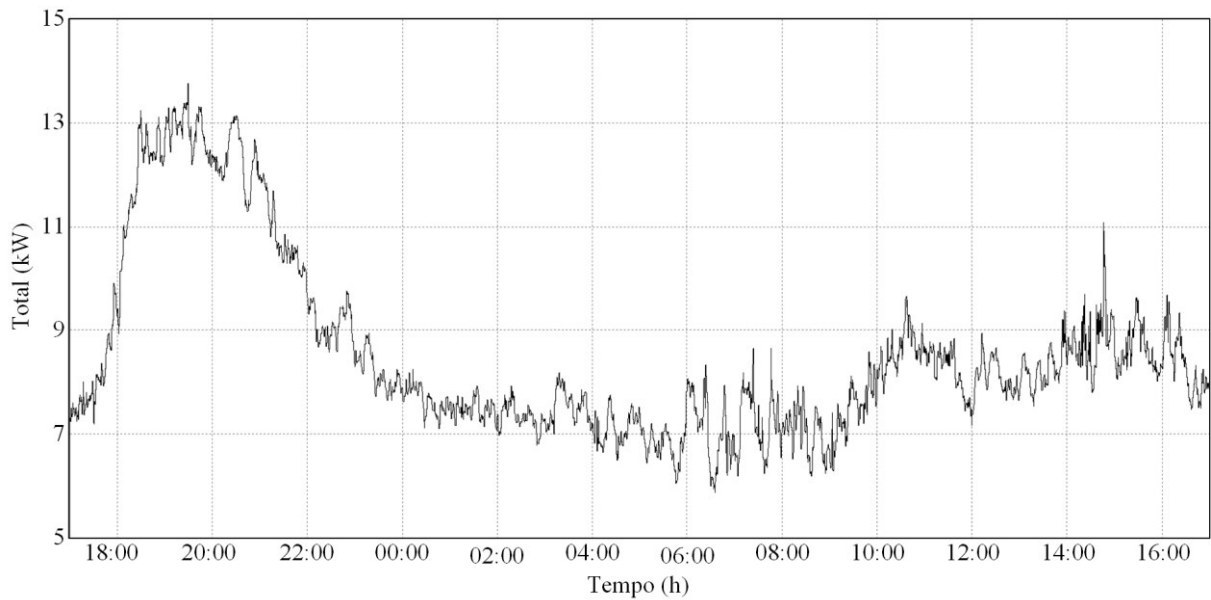


Figura 3.15 – Potência média demandada durante 24 horas (22/10/2016).

Na Figura 3.16 é mostrada a evolução da energia correspondente à energia consumida no intervalo de 24 horas do dia 09/07/2016, que corresponde a 207,59 kWh. Na Figura 3.17 é mostrada a evolução da energia correspondente à energia consumida no intervalo de 24 horas do dia 22/10/2016, que corresponde a 204,80 kWh. As duas medições foram feitas com intervalo de três meses, mesmo assim, percebe-se um padrão no comportamento do consumo; para essa comparação, a variação foi de 1,3 % aproximadamente.

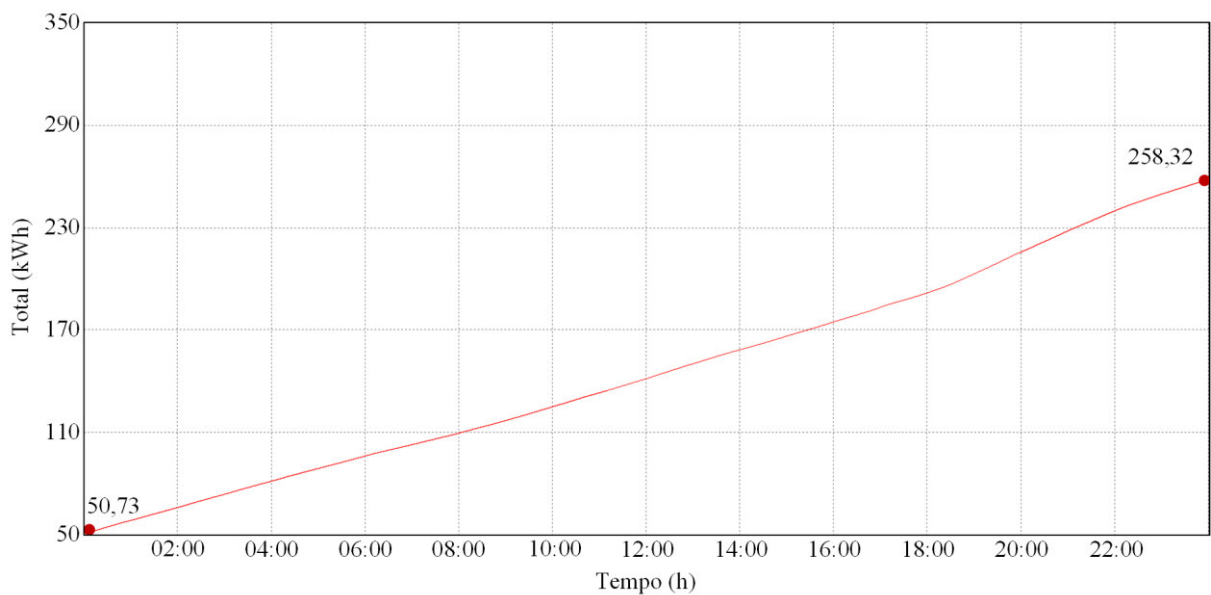


Figura 3.16 – Energia consumida durante 24 horas (09/07/2016).

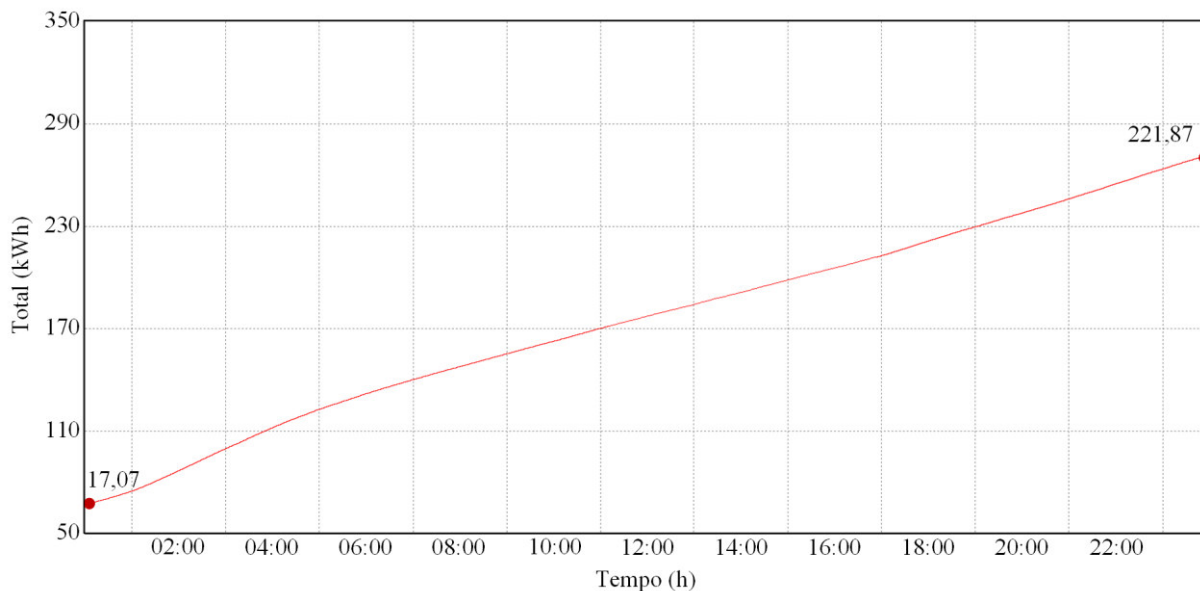


Figura 3.17 – Energia consumida durante 24 horas (22/10/2016).

Com a utilização desses gráficos de potência média demandada e energia consumida, pode-se perceber um comportamento padrão do consumo de energia por toda a comunidade. Assim, podem ser feitas estimativas diárias, semanais ou mesmo mensais para efeito de estudo, uma vez que o comportamento não destoa do perfil estabelecido pelas curvas obtidas com as medições.

Com a utilização do analisador de energia, verificou-se a potência demandada em um mês e comparou-se os resultados com os dados de consumo coletados em cada residência, 78 unidades em julho de 2016. Percebeu-se então que o consumo de energia estimado pela concessionária para a emissão das faturas não estava refletindo o verdadeiro consumo mensal de energia dos consumidores. O consumo real era maior que o cobrado na fatura. Assim, tendo-se conhecimento do consumo mensal total de energia da comunidade, através da medição com o analisador de energia, e o perfil de consumo das unidades consumidoras, através das faturas, fez-se uma correção do consumo médio das unidades consumidoras (veja o Apêndice B). Calculou-se um fator de correção de aproximadamente 1,8 para a correção das medições descritas nas faturas. Sem essa correção, não se teria um padrão de consumo das unidades consumidoras e conseqüentemente não se poderia fazer uma estimativa das demandas individuais.

3.7. Redes de Distribuição

Nos projetos de redes de distribuição, geralmente procura-se analisar a potência que deve ser transmitida e a distância entre a fonte e a carga. Para isso, as principais especificações

utilizadas são: frequência, potência a ser transmitida, fator de potência no terminal da carga, comprimento da rede, queda de tensão permitida sob condição de plena carga em relação à tensão nominal da carga, perdas admissíveis na rede, limites de perdas por efeitos de proximidade e pelicular, etc. As redes de distribuição de energia elétrica normalmente fazem parte de sistemas elétricos complexos e, assim sendo, devem ser representadas através de seus circuitos equivalentes ou modelos matemáticos correspondentes, de modo que torne os cálculos mais simples e compatíveis com as características reais da rede de distribuição.

Levando em consideração as normas específicas e o modelo de representação de rede adequado, foram feitas simulações da distribuição de energia para as duas topologias utilizando a biblioteca Simulink do MATLAB. O interesse dessa simulação era determinar o máximo comprimento que essas redes de distribuição poderiam alcançar sem ultrapassar os limites máximos estabelecidos de queda de tensão. Para as simulações, foram utilizados os dados de potência de carga máxima das unidades consumidoras, os comprimentos dos trechos da rede (distâncias da fonte para os postes e dos postes para as cargas) e as características elétricas dos condutores. Esses dados foram discutidos nas primeiras seções deste capítulo, e também são mostrados no Apêndice B, nas Tabelas B.1 e B.2.

Os modelos de rede de distribuição foram desenvolvidos para que se pudesse calcular com precisão aceitável a tensão, corrente e potência em qualquer ponto da rede de distribuição. Esses modelos podem ser classificados quanto ao comprimento da linha de transmissão: até 80 km para linhas curtas, entre 80 km e 240 km para linhas médias e acima de 240 km para linhas longas [64]. Para o estudo de caso deste trabalho, o modelo que melhor representa a rede de distribuição é o de linhas curtas. A rede de distribuição da microrrede da Ilha de Lençóis é muito curta.

3.7.1. Modelo de Rede de Distribuição para Redes Curtas

Se uma rede aérea de distribuição é classificada como curta, a capacitância shunt é tão pequena que pode ser desprezada com um erro de precisão aceitável. Então são consideradas apenas as resistências R e indutâncias L série equivalentes para o comprimento total da linha [64]. Esse é o caso em que se encontra a rede de distribuição do estudo de caso. Tendo conhecimento disso, não há necessidade dos demais modelos de linha serem discutidos neste trabalho.

Na Figura 3.18 é mostrado um circuito equivalente de uma rede de distribuição curta,

sendo V_F e V_C as tensões na fonte e no terminal da carga, respectivamente, I_F e I_C são as correntes fornecida pela fonte e consumida pela carga, respectivamente, e Z é a impedância série da rede.

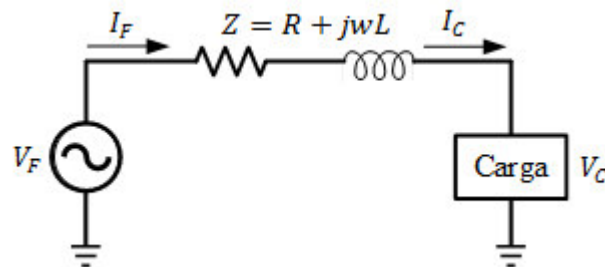


Figura 3.18 – Circuito equivalente de uma rede de distribuição curta.

Fonte: elaborada pelo autor.

As redes de distribuição são consideradas balanceadas para facilitar os cálculos, e o circuito mostrado na Figura 3.18 pode ser resolvido como um circuito CA simplificado conforme (3.19), (3.20) e (3.21).

$$I_F = I_C \quad (3.19)$$

$$V_F = V_C + I_C Z \quad (3.20)$$

$$Z = R + j\omega L \quad (3.21)$$

A Figura 3.19 mostra a rede de distribuição em CA simplificada. A fonte de tensão trifásica representa os dois inversores formadores de rede como no estudo de caso (Figura 3.10); Z_A, Z_B e Z_C representam as impedâncias série das fases A, B e C de um determinado trecho da linha de distribuição com uma carga trifásica conectada.

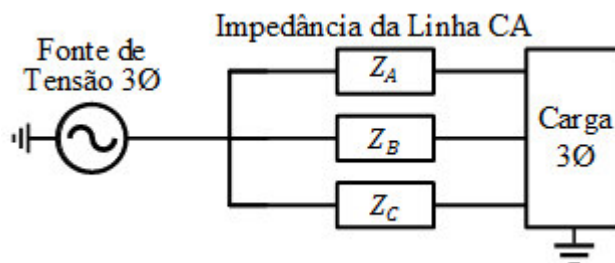


Figura 3.19 – Carga conectada à rede de distribuição trifásica.

Fonte: elaborada pelo autor.

Nesse contexto, com base no modelo de linha de distribuição exposto e adequado ao comprimento de linha tratada neste trabalho, foram simuladas duas redes de distribuição: a) a

rede de distribuição em CA da microrrede da Ilha de Lençóis e b) a rede de distribuição em CC com inversores distribuídos para alimentação das cargas CA. Levando em consideração os problemas com queda de tensão em sistemas isolados com geração concentrada, discutido no capítulo 1, o objetivo das simulações é avaliar qual é o máximo comprimento que as redes podem alcançar ao serem expandidas, considerando os limites de queda de tensão admissíveis. O interesse que justifica essa comparação é a possibilidade de aumentar a extensão da rede com a utilização de uma rede de distribuição em CC, uma vez que os inversores podem compensar variações de até $\pm 20\%$ da tensão nominal de entrada. Esse valor de referência pode ser encontrado nos catálogos dos fabricantes, como por exemplo [65].

3.7.2. Rede de Distribuição em CA – Estudo de Caso

Inicialmente modelou-se a rede de distribuição da Ilha de Lençóis com o comprimento real de cada linha, conforme a configuração original: rede norte, rede sul, rede leste e rede oeste. A rede norte foi feita apenas com uma linha principal, com cargas elétricas distribuídas ao longo da mesma. A rede sul foi feita apenas com uma linha principal, com carga concentrada no final da linha e com uma distância da fonte aproximadamente 3 vezes maior do que nas demais linhas. As rede leste e oeste foram feitas com uma linha principal e com uma linha auxiliar, nas quais as cargas elétricas são distribuídas. Nessas duas últimas redes, a distribuição das cargas elétricas é mais densa do que nas demais redes (ver Figura 3.3).

A Tabela 3.2 mostra os valores de queda de tensão para os comprimentos reais da rede de distribuição da microrrede da Ilha de Lençóis e para a rede de distribuição proposta. Na simulação, as mesmas cargas usadas na rede CA foram usadas na rede CC, mas os comprimentos de alguns trechos da rede CC são menores. Isso se deve ao fato dos inversores atenderem grupos de cargas, ou seja, necessariamente eles não estão junto à carga. É possível observar na Tabela 3.2 que para redes equivalentes de distribuição de energia elétrica as quedas de tensão em CC geralmente são maiores que em CA quando se compara comprimentos iguais. Isso se justifica pelo fato das correntes serem maiores nas redes CC (ver Apêndice B), uma vez que na rede CA é formada por 3 condutores de fase com mais 1 de neutro e a rede CC é formada apenas por dois condutores, com seção transversal duas vezes maior que em CA.

Tabela 3.2 – Comprimento e queda de tensão para a configuração real da rede de distribuição do estudo de caso e da rede CC.

Rede de Distribuição	CA		CC	
	Comprimento (m)	Queda de Tensão (%)	Comprimento (m)	Queda de Tensão (%)
Final da Rede				
Norte	140	0,08	116	0,08
Sul	106	0,02	85	0,03
Leste A (linha principal)	131	0,24	131	0,24
Leste B (linha auxiliar)	184	0,28	184	0,26
Oeste A (linha principal)	126	0,23	102	0,18
Oeste B (linha auxiliar)	177	0,28	153	0,29

Após a simulação com os comprimentos reais das redes norte, sul, leste e oeste, simulou-se a expansão da rede de distribuição até alcançar o limite máximo de queda de tensão permitido por norma [59]. Para isso, no final de cada rede (norte, sul, leste e oeste) foram conectados em série duplicações da própria rede. Dessa maneira a distribuição de carga se mantém a mesma para um comprimento de rede maior. A Figura 3.20 mostra de forma genérica a expansão da rede de distribuição em CA. A Tabela 3.3 mostra os máximos comprimentos até onde se pode expandir a rede de distribuição em CA segundo o limite máximo de queda de tensão [59].

Tabela 3.3 – Comprimento e queda de tensão para a rede CA expandida.

Final da Rede	Comprimento (m)	Queda de Tensão (%)
Norte	1131	4,30
Sul	2463	4,51
Leste A	672	4,56
Leste B	851	4,27
Oeste A	1044	4,53
Oeste B	512	4,46

As quedas de tensão em todos os extremos das redes não ultrapassaram o limite permitido de 5%. Caso os comprimentos das redes fossem aumentados um pouco mais, as quedas de tensão seriam maiores que a permitida. Nos sistemas convencionais de distribuição de energia elétrica, a solução comum para compensar essa queda de tensão é com a utilização de transformadores de distribuição. Outra solução menos convencional seria a geração distribuição. Entretanto, a utilização desses dois métodos traz problemas técnicos que eventualmente podem inviabilizar o investimento em microrredes isoladas. Esses problemas serão discutidos na próxima seção.

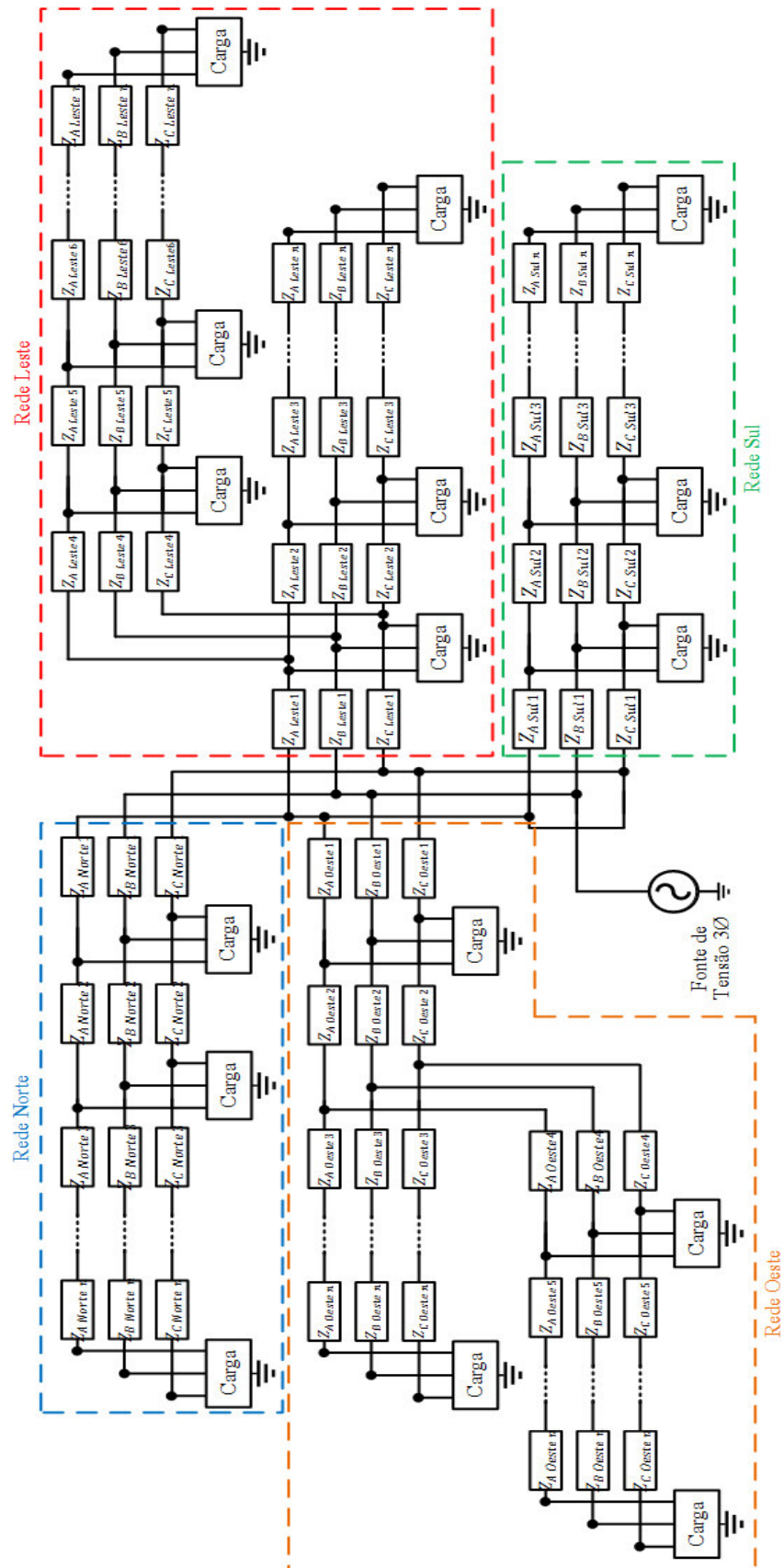


Figura 3.20 – Rede genérica de distribuição em CA expandida (estudo de caso).

Fonte: elaborada pelo autor.

3.7.2.1. Problemas com geração distribuída em microrredes isoladas

Uma das vantagens da utilização de geração distribuída é a compensação da queda de tensão na rede de distribuição. Porém, nesses tipos de sistemas, os consumidores e geradores compartilham a mesma rede elétrica. Devido a isso, variações na geração ou manobras de conexão e desconexão de cargas podem eventualmente ocasionar problemas com reflexos para os consumidores e para a geração.

Dos possíveis problemas que podem surgir com a conexão de geração distribuída à rede de energia elétrica, pode-se destacar a flutuação de tensão no Ponto de Conexão Comum (PCC) das fontes de geração. Isso ocorre devido a variação da potência fornecida pela geração, que é uma característica intrínseca das fontes renováveis como, por exemplo, a eólica e a solar. As variações de tensão também ocorrem quando o perfil de carga dos consumidores muda ao longo de sua operação (variação no fator de potência) [66]. Dependendo do perfil de carga, a tensão no PCC pode alcançar valores fora das faixas estabelecidas por norma [59].

Segundo a norma IEEE Std. 1547-2003 “IEEE standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems”, geradores distribuídos não devem regular ativamente a tensão no PCC de sistemas de distribuição, nem causar problemas relacionados à tensão nesses sistemas. Essa norma permite que a faixa de tensão no PCC varie entre 0.9 pu e 1.05 pu. No Brasil, a ANEEL elaborou o “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Brasileiro” (PRODIST) que normatiza e padroniza as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia. Dentre os aspectos considerados relativos à qualidade de energia elétrica estão: a tensão em regime permanente, as flutuações de tensão na frequência fundamental e o desequilíbrio de tensão, assim como a distorção harmônica total. Na Tabela T.1 são mostrados os limites de tensão em regime permanente estabelecidos pela ANEEL para redes de distribuição com nível de tensão inferior a 1 kV.

Tabela 3.4 – Valores limites relativos às tensões nominais no PCC para redes de distribuição igual ou inferior a 1 kV.

Adequado	$0.9 \text{ pu} < V_{PCC} < 1.05 \text{ pu}$
Crítico	$0.86 \text{ pu} \leq V_{PCC} < 0.9 \text{ pu}$ ou $1.05 \text{ pu} \leq V_{PCC} \leq 1.06$
Precário	$V_{PCC} < 0.86 \text{ pu}$ e $V_{PCC} > 1.06 \text{ pu}$

Na Figura 3.21 é mostrado um circuito equivalente de uma rede de distribuição genérica. Um gerador eólico é usado como exemplo para representar a geração distribuída. Esses

geradores geralmente são conectados à rede elétrica através de conversores de tensão controlados em corrente, operando como fontes de corrente com fator de potência unitário. Assim, o sistema turbina/conversor/gerador pode ser representado por uma fonte de corrente equivalente, que injeta potência ativa no PCC da rede de distribuição.

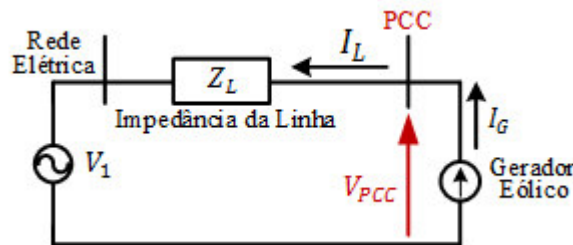


Figura 3.21 – Circuito equivalente de uma rede de distribuição genérica com geração eólica.

Fonte: elaborada pelo autor.

O circuito equivalente da rede elétrica é mostrado através de uma fonte de tensão constante (V_1) e da impedância da linha (Z_L). Na situação representada, ocorre um aumento na potência injetada pelo gerador porque não há carga conectada no PCC. Assim, considerando-se que a tensão da rede V_1 seja mantida constante, com o início da operação do gerador eólico, a tensão no PCC tende a aumentar com o aumento na potência injetada. Essa tensão depende da corrente da linha, que possui o sentido indicado na Figura 3.21 e pode ser expressa por (3.22).

$$V_{PCC} = I_L Z_L + V_1 \quad (3.22)$$

Assim, pode-se perceber que geradores conectados à rede de energia elétrica aumentam a tensão no PCC, e o valor de V_{PCC} depende da tensão da rede (V_1) e da impedância da linha (Z_L). Nesse contexto, a utilização de geração distribuída em uma microrrede isolada eventualmente traria problemas com o controle da tensão no PCC. Assim, seria necessário a utilização de métodos aplicados para o controle da tensão no PCC. Algumas alternativas são os equipamentos baseados em eletrônica de potência e transformadores OLTC.

3.7.2.2. Problemas com transformadores em microrredes isoladas

Os transformadores são comuns em sistemas de distribuição de energia elétrica, pois através deles é possível distribuir energia em média ou alta tensão. Assim, com o aumento do nível de tensão, as perdas na distribuição de energia são reduzidas. Além disso, é possível regular o nível de tensão da rede de maneira que os sistemas de distribuição em CA possam alcançar

grandes comprimentos.

A dificuldade técnica que eventualmente poderia inviabilizar a utilização dos transformadores em microrredes isoladas é a ocorrência de correntes de inrush. Quando um transformador sem carga é ligado a uma fonte de alimentação, a corrente inicial de magnetização é geralmente muito maior do que a corrente nominal (I_n) do transformador. A corrente de inrush é causada pelo sobrefluxo magnético transitório que ocorre no núcleo do transformador. Embora essa corrente apareça comumente na energização dos transformadores, outros transitórios que ocorrem no circuito do transformador podem causar o surgimento dela. Algumas outras situações em que essas correntes geralmente aparecem são na ocorrência de falta externa, tensão de restabelecimento após a eliminação de uma falta externa e ao paralelizar um transformador já energizado.

Alguns problemas que podem surgir em decorrência dessa corrente de inrush são a redução de vida útil dos equipamentos do sistema devido às solicitações de natureza eletromecânica e térmica, afundamentos temporários de tensão com perda na qualidade de energia transmitida e possíveis desligamentos indesejados na energização do sistema elétrico ou no reestabelecimento do mesmo, em virtude da eventual atuação da proteção contra sobrecorrente da fonte. Em sistemas de microrredes isoladas com distribuição em CA, essas fontes são os inversores responsáveis por alimentar a rede. Para exemplificar a ordem de grandeza da corrente de inrush, considera-se um modelo de transformador da WEG de 30kVA, com tensão primária 13,8 kV e tensão secundária 380/220 V. A corrente de inrush específica para esse modelo é de aproximadamente 10 a 12 pu da I_n por aproximadamente 100 ms, quando o transformador for alimentado pelo lado primário, e de aproximadamente 15 pu da I_n quando for alimentado pelo lado secundário. Levando em consideração outras faixas de potência e classe de tensão, os valores de corrente de inrush podem atingir de 8 a 12 pu da I_n por aproximadamente 100 ms para transformadores abaixadores. Nos transformadores elevadores, a corrente de inrush pode atingir valores de 10 a 25 pu da I_n .

No caso dos inversores usados na microrrede da Ilha de Lençóis, que são de 30 kVA, a proteção de sobrecorrente atua instantaneamente para 150 % da I_n do inversor. Ao se considerar o transformador usado como exemplo, as proteções provavelmente iriam atuar e o inversor deligaria, inviabilizando a energização da rede de distribuição. Considerando a proteção de sobrecorrente do inversor, haveria a necessidade de usar um inversor de potência no mínimo 10 vezes maior que o utilizado atualmente. Isso inviabilizaria pequenos sistemas elétricos, como é

o caso das microrredes isoladas. Uma alternativa seria a utilização de algum método de energizar esses transformadores com tensão reduzida (*soft start*) para viabilizar o emprego dessa combinação (inversor e transformador). Isso é um complicador a mais, pois seria necessário desenvolver um sistema de energização que, enquanto os transformadores fossem alimentados com tensão em rampa, mantivesse as cargas desligadas da rede e, quando a tensão nominal fosse atingida, ligasse-as. Além disso, o custo aumentaria, devido a utilização de mais elementos na rede de distribuição. Considerando a utilização de um inversor com saída em baixa tensão, um transformador elevador e um abaixador de tensão, uma contatora central poderia ser utilizada com a finalidade de desligar as cargas da rede de distribuição enquanto os transformadores são energizados e ligá-las quando a tensão nominal for atingida. Entretanto, com a utilização de vários transformadores, o circuito de comando para desempenhar esse procedimento não seria tão simples.

Nesse contexto, a utilização de uma rede de distribuição híbrida eventualmente seria uma alternativa viável, pois pode permitir maior queda de tensão dependendo das características do inversor. Isso se deve a faixa de tensão de entrada aceitável pelo inversor. A rede de distribuição poderia ser feita em CC e os inversores seriam distribuídos para compatibilizar a tensão CA com a tensão nominal das cargas. Assim, as tensões nos terminais das cargas estariam de acordo com as normas de qualidade de energia [59].

3.7.3. Rede de Distribuição Híbrida

De maneira semelhante à rede de distribuição em CA, simulou-se a rede proposta. Porém, as características elétricas dos cabos multiplexados utilizados foram as dos condutores com seção transversal de 50 mm². A diferença dessas seções transversais para as redes de distribuição em CA e em CC foram justificadas na seção 3.5. A rede de distribuição híbrida é constituída de uma rede principal em CC. Nessa rede, são conectados subsistemas em CA, que são alimentados por inversores distribuídos ao longo da rede principal. Os inversores são responsáveis pela “interface de conexão” dos sistemas CA ao CC. Essa topologia foi explicada com maiores detalhes no capítulo 1. Como o fluxo de potência, considerando a disposição física dos elementos da rede e as características elétricas dos condutores de potência, é o fator determinante para encontrar os níveis de tensão no final de cada trecho das redes, considerou-se que a dinâmica dos inversores não influenciaria na obtenção dos resultados almejados a partir da simulação da rede. Assim, trabalhou-se um “valor médio de potência demandada pelos inversores” que nada mais é do que a potência necessária para alimentação das cargas CA. A eficiência considerada

para os inversores foi de 90%, segundo os dados dos fabricantes.

A Figura 3.22 mostra como foi estimada a potência demandada por cada inversor, juntamente com as cargas CA que são alimentadas. Através da medição de tensão e de corrente do circuito contornado por azul, é possível calcular a potência demandada pelas cargas CA. Nesse subsistema em CA, também são consideradas as perdas nos condutores. Tendo o conhecimento da demanda das cargas CA, essa potência é dividida pelo rendimento do inversor para que se considere as perdas internas do mesmo. Dessa forma é possível conectar à rede de distribuição em CC uma carga com potência equivalente.

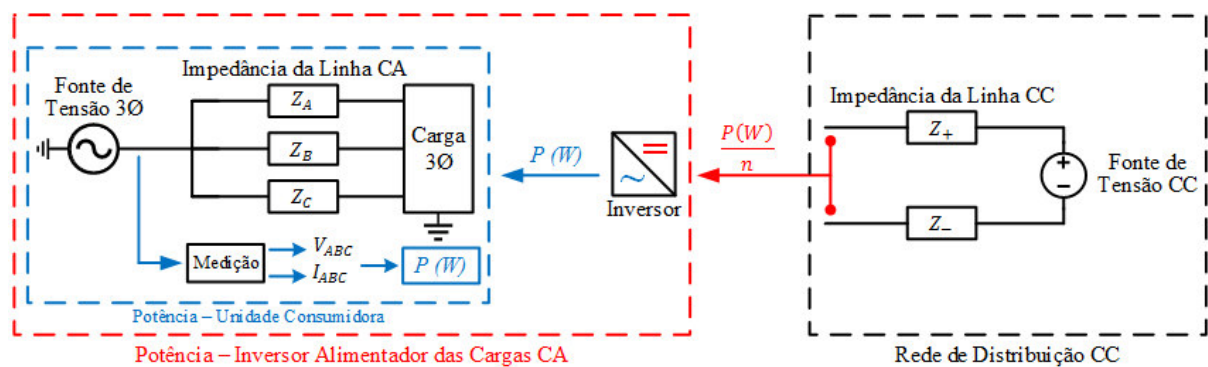


Figura 3.22 – Modelo médio da potência demandada pelos inversores que alimentam as cargas CA.

Fonte: elaborada pelo autor.

Considerando a aproximação feita da potência média demandada pelos inversores, a Figura 3.23 mostra uma rede de distribuição genérica em que as cargas CC representam o modelo médio mostrado na Figura 3.22.

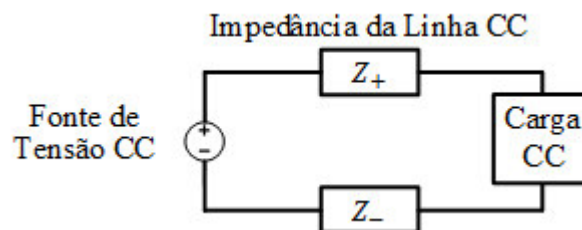


Figura 3.23 – Rede genérica de distribuição em CC.

Fonte: elaborada pelo autor.

Assim, de maneira análoga à rede de distribuição em CA, a rede de distribuição híbrida foi expandida até o limite máximo admissível de queda de tensão. Neste caso, o limite máximo

admissível de queda de tensão é definido pelas características do inversor. Apesar da maioria dos catálogos pesquisados informarem a faixa de tensão de $\pm 20\%$ da tensão nominal, admitiu-se a máxima queda de tensão de aproximadamente 15%, visto que, assim, a maioria dos inversores poderia ser utilizada. As cargas elétricas foram mantidas iguais à rede em CA e foram distribuídas de igual modo. Além da quantidade e da seção transversal dos condutores serem diferentes das usadas na rede CA, são utilizados os inversores para conectar as cargas CA à rede em CC. A Tabela 3.5 mostra os máximos comprimentos até onde se pode expandir a rede de distribuição em CC segundo o limite máximo de queda de tensão.

Tabela 3.5 – Comprimento e queda de tensão da rede de distribuição em CC expandida.

Final da Rede	Comprimento (m)	Queda de Tensão (%)
Norte	2156	14,71
Sul	4165	14,92
Leste A (linha principal)	1441	15,05
Leste B (linha auxiliar)	2120	15,00
Oeste A (linha principal)	1656	14,66
Oeste B (linha auxiliar)	1113	15,11

As quedas de tensão em todos os extremos das redes são de aproximadamente 15%, valor que está dentro da faixa admissível para a tensão na entrada do inversor. Comparando a Tabela 3.5 com a Tabela 3.3 é possível perceber que a rede pode ser aumentada em aproximadamente 2 vezes com a distribuição em CC. Os comprimentos da rede mostrados na Tabela 3.5 são os finais de trechos da rede CC, em que os inversores seriam colocados. A tensão de saída do inversor é regulada para os valores estabelecido por norma. Nesses subsistemas em CA, o comprimento da rede ainda pode ser aumentado, mas dependeria da potência do inversor. Para um inversor de 2 kW, por exemplo, o comprimento da rede (subsistema CA) poderia aumentar aproximadamente 4 km, mas as cargas distribuídas não poderiam ultrapassar a potência nominal do inversor, ou seja, as cargas seriam concentradas no final da rede CA nesse caso. Para inversores de maior potência, poderiam ser conectadas mais cargas a esses 4 km.

Nesse contexto, a rede de distribuição híbrida poderia ser uma alternativa para resolver os possíveis problemas de queda de tensão em unidades consumidoras muito distantes do sistema de geração. Essa configuração de rede de distribuição é uma solução mais simples para a questão abordada e evita preocupações com problemas resultantes de outras soluções, como por exemplo: as correntes de *inrush* em transformadores para rede de distribuição em média tensão e variação de tensão devido à geração distribuída.

Capítulo 4

Análise Comparativa de Custos e Perdas para as Redes de Distribuição em Corrente Alternada e em Corrente Contínua

4.1. Introdução

Neste capítulo é feita uma análise comparativa entre microrredes isoladas com rede de distribuição de energia puramente em CA em relação a microrrede onde a rede distribuição é híbrida, ou seja, com trechos em CC e trechos em CA, que é proposta neste trabalho e que já foram descritas no capítulo 2, na seção 2.3. Para que essa análise resultasse em dados realistas, é adotada como referência a microrrede isolada instalada na Ilha de Lençóis, com distribuição de eletricidade em CA, a qual será comparada com a topologia de rede de distribuição híbrida.

4.2. Análise Comparativa de Microrredes Isoladas: Distribuição Híbrida CC-CA versus Distribuição CA

Após serem mostradas algumas vantagens técnicas da rede de distribuição híbrida em relação à rede de distribuição em CA, será realizada uma comparação dos custos das duas redes e as perdas com a distribuição de energia elétrica. A princípio, a estratégia para a realização da avaliação de custo será baseada nos orçamentos de dois elementos que compõem o sistema elétrico: primeiro, dos condutores de potência utilizados na rede de distribuição de energia elétrica para alimentação das cargas residenciais; segundo, dos conversores de potência, responsáveis pela conversão de CC em CA para atender as cargas CA. Quanto a primeira abordagem, é importante salientar que os condutores responsáveis por transmitir a energia elétrica gerada nas fontes de potência até a subestação (casa de controle e força) serão desconsiderados, isso é justificado devido às distâncias não serem significativas. Quanto a segunda abordagem, o que se deseja investigar são os custos com conversores CC-CA (destinados a alimentação das cargas residenciais).

Os demais elementos que constituem o sistema de geração e distribuição da microrrede do estudo de caso podem ser desconsiderados na comparação dos custos. Essa afirmação é justificada quando se observa que a maioria dos elementos são comuns aos dois sistemas elétricos, basicamente são os equipamentos de geração (turbinas eólicas, painéis fotovoltaicos,

grupo gerador a diesel), a infraestrutura de alvenaria (construção civil destinada a abrigar os equipamentos de potência) e a infraestrutura de distribuição da rede elétrica (basicamente o posteamento). As mesmas normas adotadas para elaboração e desenvolvimento do projeto da rede em CA da Ilha de Lençóis serão seguidas no projeto da rede em CC. Para o dimensionamento dos condutores da rede elétrica, foi usada a NBR 8182 [63].

4.2.1. Quanto ao Custo com Condutores

Após as considerações feitas sobre dimensionamento de condutores em redes de baixa tensão e a relação de correspondência para perdas em sistemas de distribuição em CA e em CC, investigou-se a queda de tensão nos finais de trechos da rede de distribuição de energia elétrica. Para a rede em CA, os condutores selecionados foram os de seções de 25 mm², 35 mm² e 50 mm². Para a rede em CC, os condutores selecionados foram os de seções 50 mm², 70 mm² e 95 mm²; esta última seção deveria ser de 100 mm² para obedecer às considerações feitas, entretanto, os fornecedores de condutores certificados pela concessionária não trabalham com seção de 100 mm² em seus catálogos de produtos de prateleira. É possível solicitar essa especificação sob encomenda, contudo, foge do âmbito deste trabalho. Portanto, considerou-se válida a seção de 95 mm² para o fornecimento em CC, uma vez que é aproximadamente o dobro da seção correspondente para distribuição em CA.

Após a seleção dos condutores, fez-se os cálculos de queda de tensão através da utilização da Tabela 3.1 que é utilizada pelas concessionárias. A rede de distribuição em CA considerada para o cálculo foi a da Ilha de Lençóis, trifásica (três condutores e um neutro), com tensão de fase 220 V_{CA} e tensão de linha 380 V_{CA}. Levou-se em consideração que, no momento das conexões das unidades consumidoras à rede de distribuição, as ligações foram feitas alternadamente entre as três fases de maneira que a rede de distribuição ficasse aproximadamente balanceada. Então, admitiu-se que a cada três unidades consumidoras as cargas são trifásicas no ponto de conexão com a rede. Como a comunidade é de baixa renda, não possuem muitos aparelhos elétricos e fazem uso geralmente do básico, como por exemplo: lâmpadas, televisores, rádios, geladeira, e outros pequenos equipamentos. E para simplificação dos cálculos, admitiu-se que as demandas são semelhantes. Identificar manualmente a que fase cada unidade consumidora estava conectada seria uma atividade extenuante e por isso foi contornada dessa forma. Para a rede de distribuição em CC, a mesma especificação de tensão de linha da rede em CA foi utilizada, conforme discutido no capítulo anterior, assim também como as demandas das unidades consumidoras. Assim, fez-se o cálculo da queda de tensão da rede de distribuição de

Capítulo 4. Análise Comparativa de Custos e Perdas para as Redes de Distribuição em Corrente Alternada e em Corrente Contínua

energia elétrica em CA do sistema da Ilha de Lençóis, assim como para a topologia proposta em CC. O objetivo era validar a utilização desses condutores quanto ao critério de queda de tensão e comparar as duas redes quanto aos custos com esses condutores e quanto às perdas no fornecimento de energia elétrica.

Através dos resultados observados no Apêndice B, na seção B.2, nas Tabelas B.2 a B.7, pode-se observar que ambas as rede de distribuição estão de acordo com as exigências das normas NBR 8182 [63], NBR NM-280 [61], NT.31.005 [32] e NT.31.008 [62]. Portanto, todos os condutores escolhidos para serem comparados estão aptos a serem utilizados nos estudos e discursões no âmbito deste estudo.

Na utilização dos condutores de seção de 25 mm² (para rede CA) e 50 mm² (para rede CC), os gastos com a rede de distribuição seriam aproximadamente os mesmos, 0,8 % mais caros para rede de distribuição híbrida (uma diferença pouco significativa). Na utilização dos condutores de seção de 35 mm² (para rede CA) e 70 mm² (para a rede CC), o gasto com a rede de distribuição em CC seria 6,10 % menor e, na utilização dos condutores de seção 50 mm² (para rede CA) e 95 mm² (para a rede CC), o gasto com a rede de distribuição em CC seria 10,42 % menor. Esses valores podem ser observados de maneira mais clara através da Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Comparação de custos com condutores elétricos para as redes de distribuição em CA e em CC.

Rede de Distribuição CA		Rede de Distribuição Híbrida		Economia (R\$)	Gasto (R\$)
Cabo Multiplexado	Preço Total (R\$)	Cabo Multiplexado	Preço Total (R\$)		
3x1x25 + 1x25 mm ²	51.553,04	2x1x50mm ²	51.953,46		400,42
3x1x35 + 1x35 mm ²	71.925,80	2x1x70mm ²	67.536,40	4.389,40	
3x1x50 + 1x50 mm ²	99.517,36	2x1x95mm ²	89.144,95	10.372,41	

Valores praticados em 06/07/2016. Cotação do Dólar a R\$ 3,3236. Fonte: Banco Central do Brasil [67].

Nas Figuras 4.1, 4.2 e 4.3 são mostradas as curvas de custo em função da seção transversal dos condutores elétricos para as redes de distribuição. Essas curvas foram obtidas através do método dos quadrados mínimos lineares, a partir das seções transversais dos condutores e dos seus respectivos custos, considerando a extensão da rede. Nessa comparação foi considerada a configuração real da microrrede da Ilha de Lençóis (1,6 km de comprimento) para as redes CA e CC. Embora não sejam comercializadas todas as seções transversais, os gráficos apresentam um intervalo de 0 a 100 mm². Pode-se observar através das duas curvas geradas que, conforme a seção do condutor aumenta, os custos para a rede em CC ficam menores em relação à rede em CA. Para o entendimento do gráfico, deve-se comparar que os condutores

para rede CC possuem seções duas vezes maior que na rede CA.

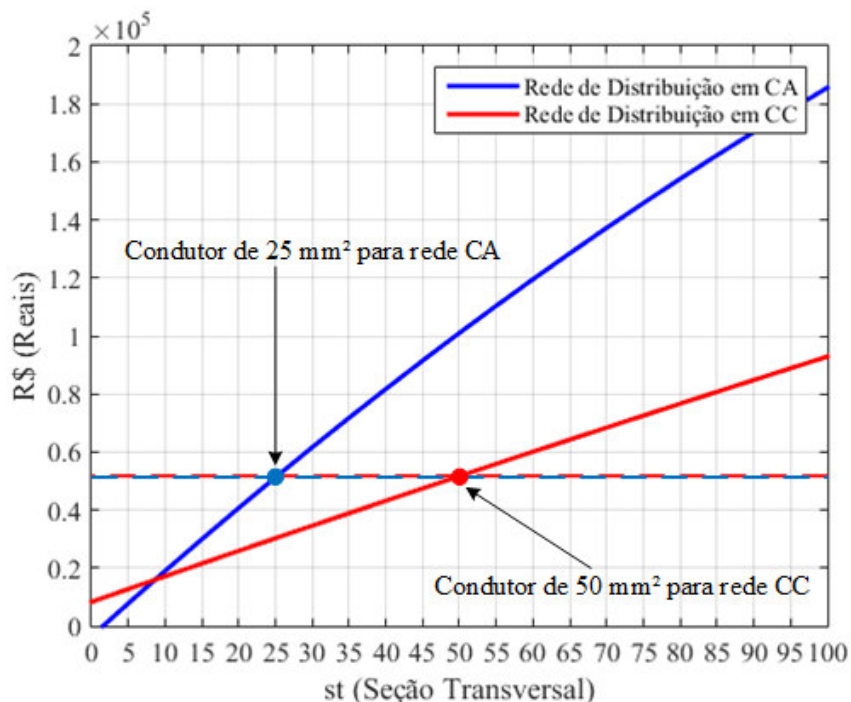


Figura 4.1 – Comparação de custos para 1,6 km de condutores com seção transversal de 25 mm² para rede em CA e 50 mm² para rede em CC.

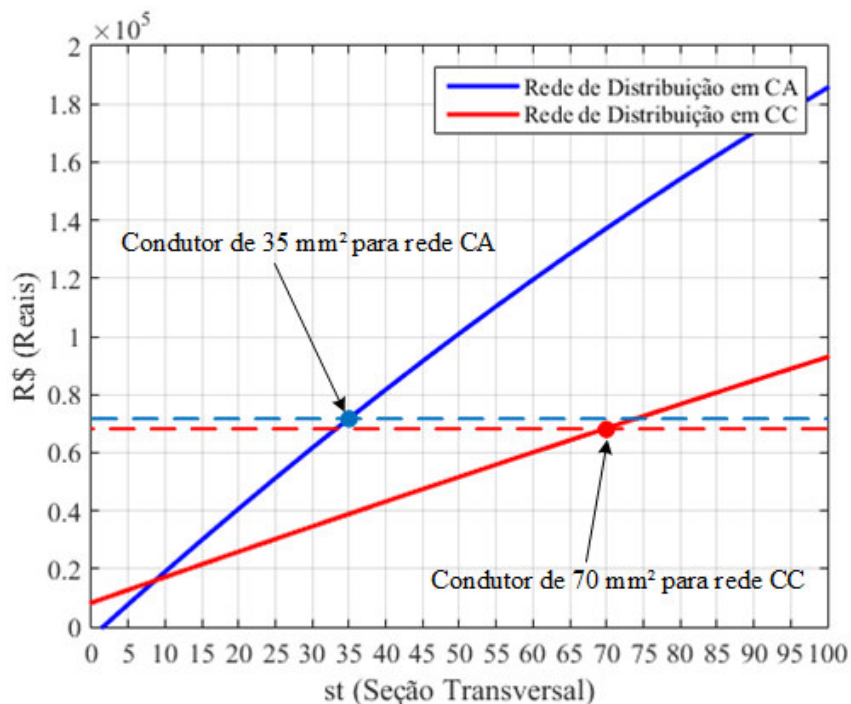


Figura 4.2 – Comparação de custos para 1,6 km de condutores com seção transversal de 35 mm² para rede em CA e 70 mm² para rede em CC.

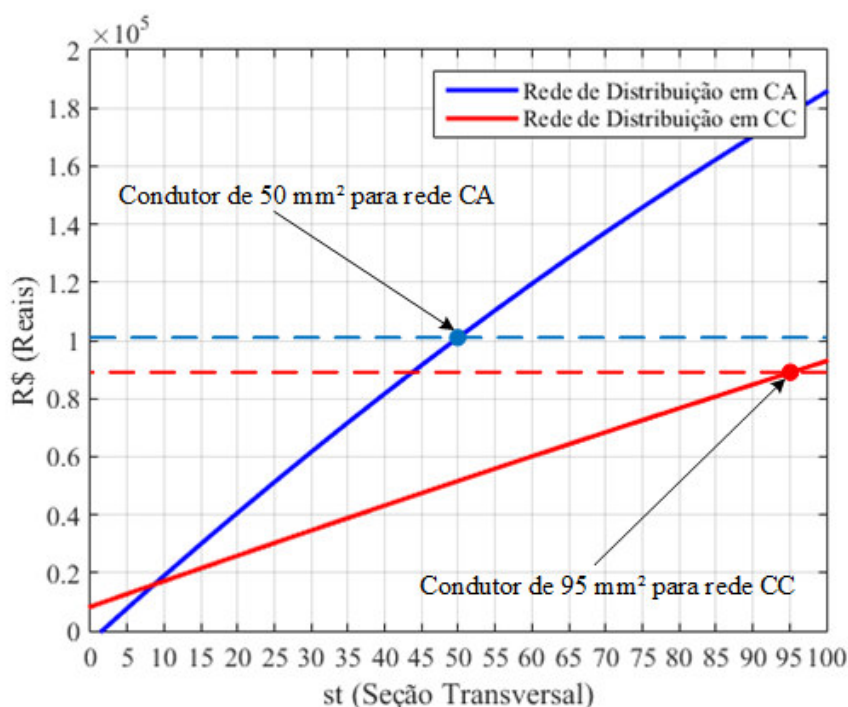


Figura 4.3 – Comparação de custos para 1,6 km de condutores com seção transversal de 50 mm² para rede em CA e 95 mm² para rede em CC.

Com base nesses resultados, os custos com condutores elétricos de seção 25 mm² da rede em CA e de 50 mm² para rede em CC são praticamente os mesmos. Só se teria alguma vantagem econômica com a utilização de uma rede de distribuição em CC a partir da segunda comparação, condutores de seção 35 mm² para CA com condutores de seção 70 mm² em CC.

Apesar de atualmente a rede de distribuição em CA da microrrede da Ilha de Lençóis utilizar condutores de seção 25 mm², é possível que surja a necessidade de substituí-los por outros de seção maior, pois, o aumento populacional de uma região é um fato natural (após as datas de aquisição de dados para este trabalho, tem-se o conhecimento de que mais de vinte novas unidades consumidoras foram ligadas à rede de energia elétrica) e, conseqüentemente, para que se mantenha os níveis de queda de tensão estabelecidos pelas normas na configuração atual da microrrede, a substituição por condutores de seção maior se faria necessária. Admitindo a extrapolação da demanda atual, a rede de distribuição em CC traria uma economia de projeto para as segunda e terceira comparações. Na subseção a seguir será feita uma abordagem sobre as perdas de energia nas duas redes de distribuição, considerando os condutores tratados nesta seção.

4.2.2. Quanto às Perdas nos Condutores

Na seção 3.5, discutiu-se a equivalência de perdas nos dois tipos de rede de distribuição

Capítulo 4. Análise Comparativa de Custos e Perdas para as Redes de Distribuição em Corrente Alternada e em Corrente Contínua

de energia elétrica e definiu-se que os condutores para rede de distribuição em CC deveriam ter, aproximadamente, o dobro da seção dos condutores utilizados na rede de distribuição em CA. Entretanto, as perdas na rede de distribuição híbrida são um pouco menores que na rede de distribuição totalmente em CA para as seções transversais equivalentes, conforme é mostrado nas Tabelas B.8 e B.9 do Apêndice B. A justificativa para essa diferença se deve à impedância da rede de distribuição em CC ser menor e às correntes na rede CC serem maiores que as correntes na rede CA. Para a rede de distribuição totalmente em CA, as perdas são calculadas em três condutores ($3RI^2$), uma vez que se considera o sistema equilibrado. Para a rede de distribuição em CC, as perdas são calculadas em dois condutores ($2RI^2$). A impedância por quilômetro do condutor multiplexado de 3x25 mm² da rede de distribuição totalmente em CA é 2,38 Ω/km. Para a rede equivalente em CC, a resistência por quilômetro do condutor multiplexado de 2x50 mm² é 0,99 Ω/km. Os mesmos cálculos são feitos para a comparação dos seguintes condutores: 3x35 mm² em CA e 2x70 mm² em CC, e para o de 3x50 mm² em CA e 2x95 mm² em CC, conforme mostrado na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 – Impedância e resistência nos condutores multiplexados das redes de distribuição em CA e em CC.

Condutor (mm ²)	Impedância da rede de distribuição em CA (Ω/km)	Condutor (mm ²)	Resistência da rede de distribuição em CC (Ω/km)
3x25	2,38	2x50	0,99
3x35	1,77	2x70	0,68
3x50	1,34	2x95	0,49

Apesar das correntes serem um pouco maiores na rede de distribuição em CC, devido à diferença entre a impedância da rede em CA e a da rede em CC, as perdas de energia mensais na rede de distribuição em CC foram menores em 11,37 %, 17,58 %, 21,60 %, respectivamente, para os tipos de condutores elétricos que foram comparados, conforme mostrado na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 – Perdas de energia mensais nos condutores elétricos para as redes de distribuição em CA e em CC.

Rede de Distribuição CA		Rede de Distribuição CC		Redução de kWh (%)
Seção do Condutor	kWh	Seção do Condutor	kWh	
25	12,89	50	11,43	11,37
35	9,60	70	7,91	17,58
50	7,27	95	5,70	21,60

Nas Figuras 4.4, 4.5 e 4.6 são mostradas as curvas de perdas de energia mensais em kWh em função das seções transversais dos condutores elétricos para as redes de distribuição CA e

Capítulo 4. Análise Comparativa de Custos e Perdas para as Redes de Distribuição em Corrente Alternada e em Corrente Contínua

CC. Essas curvas foram obtidas através do método dos quadrados mínimos lineares, a partir das seções transversais dos condutores e das respectivas perdas de energia em cada trecho da rede, considerando a mesma extensão da rede do estudo de caso (1,6 km de comprimento) para as redes CA e CC. Nas Tabelas B.8 e B.9, pode-se conferir os valores dessas perdas de energia em cada trecho da rede para a utilização de cada seções transversais dos condutores elétricos.

Pode-se observar que os condutores elétricos com seção transversal igual ou maior a 50 mm² usados na rede CC apresentam perdas de energia menores que os condutores equivalentes usados na rede CA.

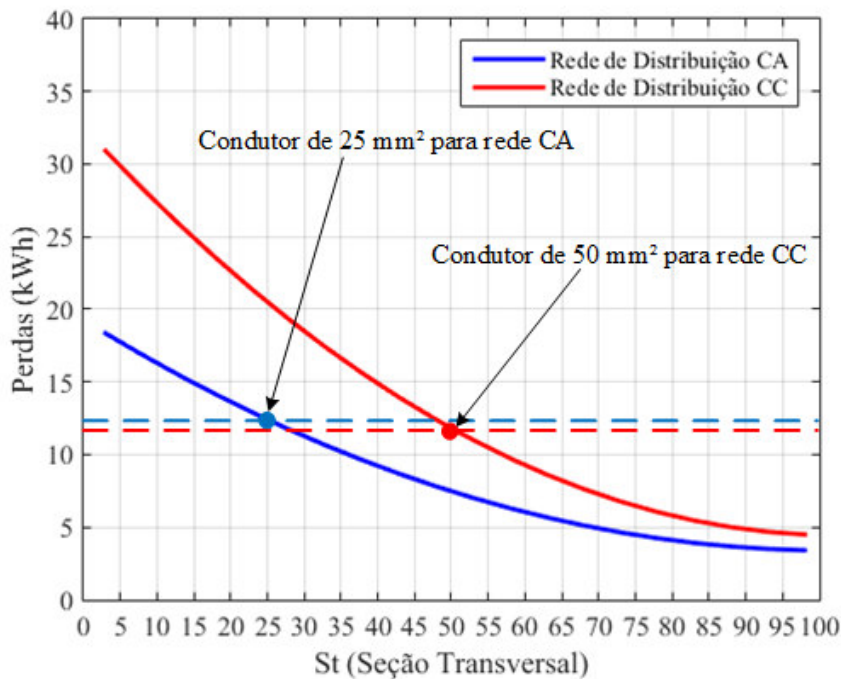


Figura 4.4 – Comparação das perdas de energia mensais nos condutores com seção transversal de 25 mm² para rede em CA e 50 mm² para rede em CC.

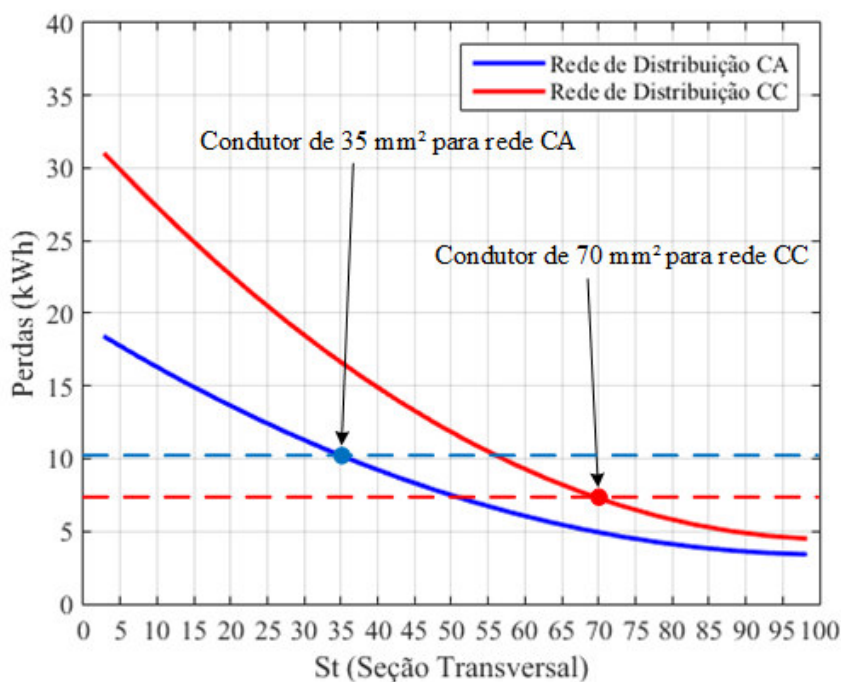


Figura 4.5 – Comparação de das perdas de energia mensais nos condutores com seção transversal de 35 mm² para rede em CA e 70 mm² para rede em CC.

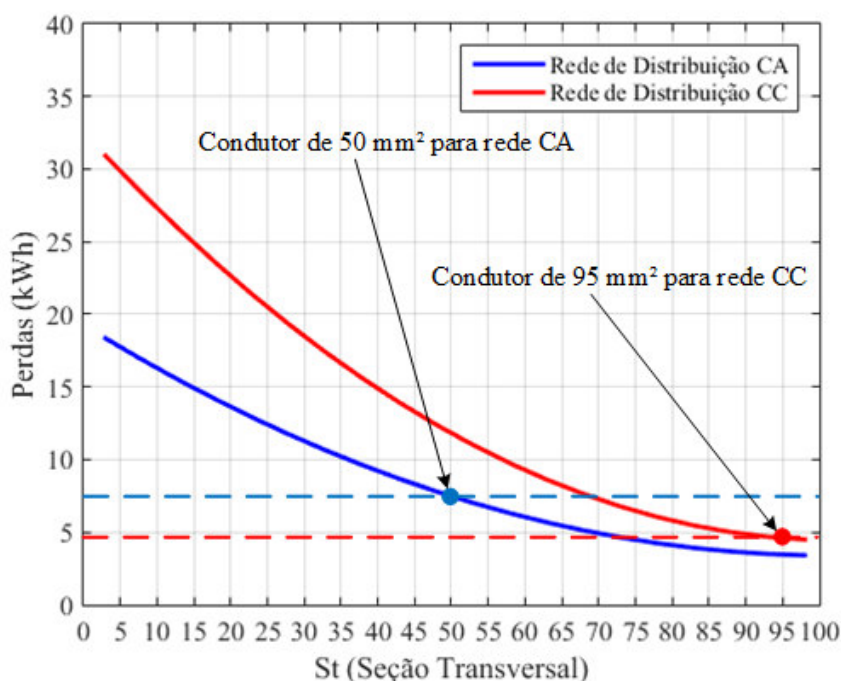


Figura 4.6 – Comparação das perdas de energia mensais nos condutores com seção transversal de 50 mm² para rede em CA e 95 mm² para rede em CC.

Na subseção a seguir, será feita uma abordagem sobre o custo da utilização dos inversores distribuídos ao longo da rede de distribuição em CC frente à utilização dos dois inversores

centrais da topologia atual da microrrede da Ilha de Lençóis.

4.2.3. Quanto ao Custo com Conversores de Potência

Conforme já explicado no capítulo 2, o sistema de geração da microrrede da Ilha de Lençóis é conectado a um barramento de corrente contínua de 240 V_{CC} nominal e possui saída trifásica com a tensão de fase de 220 V e a de linha de 380 V. Essa conversão é feita por dois inversores centrais de 30 kVA cada e é necessária para a adequação da energia elétrica à utilização doméstica. O custo individual desses inversores foi de R\$ 50.000,00, valor referente a maio de 2015 quando o Dólar era cotado em R\$ 2,9887 segundo dados do Banco Central do Brasil [67].

Com o sistema de distribuição híbrida proposto neste trabalho, seriam utilizados vários inversores de potência distribuídos ao longo da rede de distribuição em CC. Antes de se discutir sobre os custos desses equipamentos para rede de distribuição híbrida é necessário que se comente a indisponibilidade de inversores com as características de tensão de entrada e de saída desejadas, semelhante ao utilizado na microrrede da Ilha de Lençóis, porém, com potências menores para serem distribuídos na rede. Dos inversores pesquisados, apenas a tensão de entrada não estava de acordo com valores desejados. Apesar dessa incompatibilidade, constatou-se juntamente com os fornecedores que os preços não variariam para inversores de mesma potência e tensões de entrada maiores, [65] e [68]. Assim, possivelmente a tensão de entrada desejada não alteraria significativamente os preços desses produtos (desde que as demais características se mantivessem).

Contudo, a fim de evitar que os preços fossem tendenciosos em benefício do fornecedor, utilizou-se um método de economia de escala para estimações de custos de equipamentos, a “Regra 0.6” [69]. Essa regra se fundamenta na ideia de que o aumento da capacidade do equipamento é maior do que o aumento do custo do equipamento. Dessa maneira, consegue-se trabalhar com projeções dos custos de equipamentos. A regra relaciona o aumento ou a diminuição dos custos com a variação da capacidade dos equipamentos, conforme (4.1).

$$\frac{C_1}{C_2} = \left(\frac{P_1}{P_2}\right)^\alpha \quad (4.1)$$

Sendo C_1 e C_2 os custos de cada equipamento, P_1 e P_2 as capacidades, que para esta aplicação é dada em potência (kW), e α , o coeficiente de escala. A obtenção desse coeficiente foi feita a partir de uma relação com os preços e as potências dos inversores [65], sendo que para

cada comparação foi calculado um α , cujo valor médio foi utilizado para a estimação dos custos dos inversores com a potência desejada. As informações de preços e características desses equipamentos foram coletadas do mesmo fornecedor dos inversores utilizados na microrrede do estudo de caso. Dessa maneira, os parâmetros levados em consideração para elaboração dos preços são mantidos. Através desse método, os preços estimados para os inversores distribuídos na rede híbrida são mostrados na Tabela 4.4.

Tabela 4.4 – Preço médio dos inversores para a rede de distribuição híbrida.

Potência (kW)	Preço Médio (R\$)
1,5	4.926,03
3	5.850,89
4	6.284,00

Valores praticados em 19/08/2016. Cotação do Dólar a R\$ 3,2261. Fonte: Banco Central do Brasil [67].

No cenário atual, a utilização de um inversor para cada unidade consumidora seria inviável economicamente. Contudo, com o aumento da participação da geração de energia distribuída, principalmente a partir de painéis fotovoltaicos, e com fabricantes disputando o mercado, é possível que os inversores alcancem preços menores. Portanto, abordou-se apenas a utilização dos inversores para grupos de consumidores. A distribuição desses inversores na rede de energia elétrica deve ser feita levando em consideração as demandas máximas das unidades consumidoras, de maneira que as potências selecionadas sejam suficientes para alimentação das cargas. Para que isso fosse feito, foram considerados os dados corrigidos e discutidos no capítulo 3, na subseção 3.6.3 e mostrados no Apêndice B. A demanda média estimada das unidades consumidoras é de 171,79 W, com valor máximo de 365,03 W. No dimensionamento da potência do inversor, considerou-se o fator de potência medido na rede CA e um aumento de 30 % na potência das cargas CA, uma margem de segurança para eventual crescimento da carga. Assim, foi possível calcular a potência e a quantidade necessária dos inversores para serem distribuídos na rede CC.

É importante comentar que a utilização dos dois inversores centrais não é imperativa, apenas um inversor seria suficiente para atender completamente a comunidade, pois cada um tem potência de 30 kVA e a demanda máxima atual é de aproximadamente 15 kW (dezembro de 2016). Entretanto, projetos de microrredes isoladas devem prezar pela confiabilidade na entrega de energia elétrica ao consumidor final, devido a isso, esses tipos de sistemas devem se fundamentar em redundâncias, o que justificaria a necessidade de utilizar os dois inversores centrais da microrrede da Ilha de Lençóis. Dessa maneira, se um falhar, o outro assume o

Capítulo 4. Análise Comparativa de Custos e Perdas para as Redes de Distribuição em Corrente Alternada e em Corrente Contínua

fornecimento de energia elétrica até que o serviço de manutenção corrija a falha. Diferente do que aconteceria com a utilização de apenas um inversor, que em uma situação de falha, toda a comunidade ficaria sem energia elétrica. E como a Ilha de Lençóis é do tipo marítima, a aproximadamente 30 km da costa, o período sem energia elétrica poderia durar alguns dias.

Acredita-se que a confiabilidade quanto à geração e distribuição de energia elétrica da microrrede da Ilha de Lençóis seria mantida, ou mesmo melhorada, com a utilização de inversores distribuídos, uma vez que possíveis falhas deixariam até 7 casas sem energia, por exemplo, dependendo da potência dos inversores instalados e da quantidade que viesse a falhar.

Na Tabela 4.5 são mostrados os custos, caso os dois inversores centrais fossem substituídos por inversores de menores potência ao longo da rede de distribuição em CC. Nessa nova configuração, cada inversor teria uma redundância, de forma que o defeito em um não inviabilizasse o fornecimento de energia até que a manutenção seja feita. Utilizando-se apenas inversores de 1,5 kW, o aumento no custo que se teria em relação aos dois inversores centrais, cujo valor foi R\$ 100.000,00, seria de aproximadamente 156,15 %; com a utilização do modelo de 3 kW, aumento seria de aproximadamente 87,22 % e para a utilização do modelo de 4 kW, aumento seria de aproximadamente 38,25 %.

Tabela 4.5 – Custo com inversores para a rede de distribuição híbrida.

Potência (kW)	Preço Unitário (R\$)	Quantidade	Orçamento (R\$)	Aumento (R\$)	Aumento (%)
1,5	4.926,03	52	256.153,56	156.153,56	156,15
3	5.850,89	32	187.221,44	87.221,44	87,22
4	6.284,00	22	138.248,00	38.248,00	38,25

Valores praticados em 19/08/2016. Cotação do Dólar a R\$ 3,2261. Fonte: Banco Central do Brasil [67].

Nas Tabelas 4.6, 4.7 e 4.8 é possível perceber que a rede de distribuição em CC seria mais cara que a rede de distribuição puramente em CA. Nas tabelas são mostrados os valores em percentual para as configurações de rede e potência de inversores proposta.

Capítulo 4. Análise Comparativa de Custos e Perdas para as Redes de Distribuição em Corrente Alternada e em Corrente Contínua

Tabela 4.6 – Comparação de custo dos inversores e condutores elétricos, com seções de 25 e 50 mm², para as redes de distribuição em CA e em CC.

Rede de Distribuição	Inversores		Condutores Elétricos		Custo Total (R\$)	Aumento CC (%)
	Potência (kW)	Custo (R\$)	Seção (mm ²)	Custo (R\$)		
CA	30	100.000,00	25	51.553,04	151.553,04	
CC	1,5	256.153,56	50	51.953,46	308.107,02	103,30
	3	187.221,44	50	51.953,46	239.174,90	57,82
	4	138.248,00	50	51.953,46	190.201,46	25,50

Tabela 4.7 – Comparação de custo dos inversores e condutores elétricos, com seções de 35 e 70 mm², para as redes de distribuição em CA e em CC.

Rede de Distribuição	Inversores		Condutores Elétricos		Custo Total (R\$)	Aumento CC (%)
	Potência (kW)	Custo (R\$)	Seção (mm ²)	Custo (R\$)		
CA	30	100.000,00	35	71.925,80	171.925,80	
CC	1,5	256.153,56	70	67.536,40	323.689,96	88,27
	3	187.221,44	70	67.536,40	254.757,84	48,18
	4	138.248,00	70	67.536,40	205.784,40	19,69

Tabela 4.8 – Comparação de custo dos inversores e condutores elétricos, com seções de 50 e 95 mm², para as redes de distribuição em CA e em CC.

Rede de Distribuição	Inversores		Condutores Elétricos		Custo Total (R\$)	Aumento CC (%)
	Potência (kW)	Custo (R\$)	Seção (mm ²)	Custo (R\$)		
CA	30	100.000,00	50	99.517,36	199.517,36	
CC	1,5	256.153,56	95	89.144,95	345.298,51	73,07
	3	187.221,44	95	89.144,95	276.366,39	38,52
	4	138.248,00	95	89.144,95	227.392,95	13,97

Na Figura 4.7 são mostradas as curvas de custos com condutores elétricos e conversores para as redes de distribuição em CA e em CC. Pode-se observar que só se teria uma economia caso houvesse a necessidade da utilização de condutores com seção transversal a partir de 50 mm² na rede CA, cujo equivalente em CC é 95 mm², e com inversores distribuídos com potência de 4 kW.

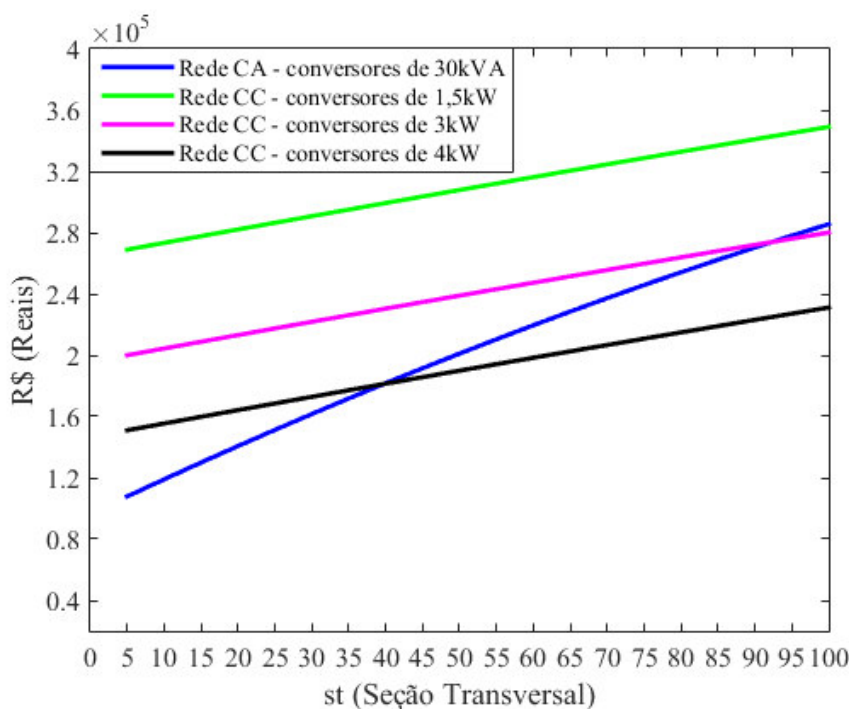


Figura 4.7 – Custo com condutores elétricos e conversores das redes de distribuição CA e CC.

4.2.4. Quanto às Perdas com Conversores de Potência

Atualmente as discussões da utilização de microrredes com distribuição em CC tem sugerido melhores índices de eficiência no sistema de distribuição de energia. Isso está estritamente relacionado com a maior eficiência dos conversores CC-CC em relação aos conversores CC-CA [17], [21]. A utilização de cargas alimentadas em CC aumentaria a eficiência do sistema elétrico com a diminuição das perdas nas conversões CC-CA, característica dos sistemas convencionais. Entretanto, não há a disponibilidade do uso de cargas CC para aplicação deste trabalho, conforme comentado anteriormente. Por isso há a necessidade da utilização de inversores distribuídos para o atendimento das cargas CA.

A rede de distribuição da Ilha de Lençóis é alimentada por dois inversores de 30 kVA, que funcionam com eficiência de 90% [70]. Durante o período da demanda de ponta, os dois inversores compartilham potência e alimentam a rede, durante o período fora de ponta apenas um dos inversores funciona para alimentar a rede. Nas Figuras 3.14 e 3.15 é possível observar que a demanda de ponta ocorre aproximadamente 3 horas por dia. A demanda fora de ponta ocorre aproximadamente 21 horas por dia. Como na rede de distribuição em CC cada inversor é dedicado a um grupo de unidades consumidoras, eles devem se manter em funcionamento

durante as 24 horas do dia para o atendimento contínuo às cargas. A eficiência dos inversores utilizados para rede CC é aproximadamente 90% em média, [65] e [68].

As perdas totais P_T em carga, em cada inversor, são calculadas por (4.2), sendo P_V a perda do inversor em vazio, P_S a potência de saída do inversor, P_N a potência nominal do inversor e P_K a parcela das perdas nominais do inversor referentes somente à carga, ou seja, as perdas nominais totais subtraídas das perdas em vazio. A aproximação (4.2) se justifica pelo fato da corrente nas chaves eletrônicas do inversor variarem pouco entre a condição em vazio e em plena carga, isso devido ao filtro de saída do inversor ser na prática implementado com um capacitor relativamente grande, o que implica que, mesmo em vazio, a corrente nos componentes do inversor seja suficientemente grande, de modo que as perdas de chaveamento possam ser consideradas independente da carga.

$$P_T \cong P_V + \left(\frac{P_S}{P_N}\right)^2 P_K \quad (4.2)$$

O valor de P_K é calculado com base nos dados nominais do inversor e conhecendo-se, geralmente por ensaio, o valor de P_V , sendo dada por (4.3), sendo η a eficiência nominal do inversor.

$$P_K = P_N \left(\frac{1 - \eta}{\eta}\right) - P_V \quad (4.3)$$

Conforme (4.2), as perdas nos inversores dependem da potência de saída P_S . No caso da rede CC, a potência de saída dos inversores depende da quantidade de cargas que estão conectadas na saída dos mesmos. Nos inversores de 1,5 kW podem ser conectadas 3 unidades consumidoras, nos de 3 kW podem ser conectadas 5 e nos de 4 kW podem ser conectadas 7. Os valores médios da demanda por unidade consumidora são de aproximadamente 0,110 kW durante o período fora de ponta e de 0,179 kW durante o período de ponta. Para a rede CA, os dois inversores de 30 kVA existentes compartilham a potência das 78 unidades consumidoras totais durante o horário de ponta e fora do horário de ponta, somente 1 dos inversores atende todas unidades consumidoras. Com base nessas premissas foram calculadas as perdas totais do sistema de conversão CC/CA. Na Tabela 4.9 são mostrados os valores das perdas de energia mensais nos inversores.

Tabela 4.9 – Perdas de energia mensais nos inversores para as redes de distribuição em CA e CC.

	Rede CA	Rede CC		
Potência dos Inversores	30 kVA	1,5 kW	3 kW	4 kW
Perdas de energia durante a operação fora do horário de ponta (kWh)	236,90	172,56	200,29	186,18
Perdas de energia durante a operação no horário de ponta (kWh)	1622,96	1068,15	1282,55	1182,52
Perdas de energia nos inversores reservas (a vazio)		1123,2	1382,40	1267,20
Perdas totais de energia (kWh)	1859,86	2363,91	2865,24	2635,91
Aumento das perdas de energia na rede CC em relação à CA		27,10 %	54,06 %	41,73 %

Observa-se na Tabela 4.9 que a maior perda de energia se dá com a utilização de inversores de 3kW na rede de distribuição CC, apresentando um aumento de 54,06 % de perdas de energia em relação aos inversores da rede CA. Entretanto, ao considerar o consumo de energia das cargas e as perdas de energia dos condutores, a rede de distribuição CC possui um aumento de apenas 12,43 % no consumo total de energia comparado à rede de distribuição em CA, conforme mostra a Tabela 4.10.

Tabela 4.10 – Consumo total de energia mensal do sistema elétrico em CA e em CC.

Unidade (kWh)	Rede CA	Rede CC		
Consumo de energia das cargas	6202,24			
Potência dos inversores	30kVA	1,5kW	3kW	4kW
Perdas totais de energia nos condutores	12,89	11,43	11,43	11,43
Perdas totais de energia nos inversores	1859,86	2363,91	2865,24	2635,91
Consumo total de energia do sistema	8075,00	8577,580	9078,91	8849,58
Aumento do consumo de energia da rede em CC em relação à rede em CA		6,22 %	12,43 %	9,59 %

Dessa forma, o aumento do consumo total de energia, na rede de distribuição em CC, demandará uma maior participação do banco de baterias para o atendimento da comunidade, assumindo que as fontes renováveis de geração se mantenham as mesmas. Consequentemente, o gerador à diesel funcionará por mais tempo para complementar o carregamento do banco de baterias ou assumir o atendimento da demanda, aumentando o custo de operação da microrrede, devido a um maior consumo de óleo diesel.

A Tabela 4.11 apresenta os custos mensais de operação do gerador a diesel considerando apenas custos com a compra e a logística do combustível, segundo dados obtidos ao longo do ano de 2016. Os custos com manutenções e depreciação não foram considerados, pois não

Capítulo 4. Análise Comparativa de Custos e Perdas para as Redes de Distribuição em Corrente Alternada e em Corrente Contínua

existem dados armazenados para serem analisados. Devido os índices de irradiação solar e densidade de ventos variarem com as mudanças das estações do ano, há períodos de maior e menor consumo de óleo diesel. A partir dos dados mensais que indicam o consumo de óleo diesel e as horas de funcionamento do gerador para a microrrede da Ilha de Lençóis, fez-se uma proporcionalidade baseada no aumento percentual do consumo global de energia para a rede de distribuição em CC. Com essa abordagem é possível avaliar o impacto econômico no custo de operação do gerador causado com o aumento do consumo de energia da microrrede proposta.

Tabela 4.11 – Indicadores do consumo de óleo diesel da microrrede do estudo de caso e estimação do consumo de óleo diesel para rede proposta.

Mês	Rede de Distribuição em CA		Rede de Distribuição em CC	
	Funcionamento do Gerador à Diesel (h)	Custo de Operação (R\$)	Funcionamento do Gerador à Diesel (h)	Custo de Operação (R\$)
Janeiro	200,00	7600,00	224,86	8544,68
Fevereiro	124,00	4712,00	139,41	5297,70
Março	149,60	5684,80	168,20	6391,42
Abril	114,40	4347,20	128,62	4887,56
Maio	119,90	4556,20	134,80	5122,54
Junho	62,00	2356,00	69,71	2648,85
Julho	51,00	1938,00	57,34	2178,89
Agosto	12,00	456,00	13,49	512,68
Setembro	16,30	619,40	18,33	696,39
Outubro	15,40	585,20	17,31	657,94
Novembro	5,50	209,00	6,18	234,98
Dezembro	94,10	3575,80	105,80	4020,27
Total	964,20	36639,60	1084,05	41193,90
Aumento do custo de operação com o gerador à diesel			R\$ 4.554,30	12,43 %

Valores praticados em 12/2016. Cotação do Dólar a R\$ 3,3691. Fonte: Banco Central do Brasil [67].

Uma alternativa para diminuir o consumo de óleo diesel seria aumentar a capacidade da geração com a inserção de painéis fotovoltaicos ou turbinas eólicas na microrrede, por exemplo. No entanto, estudos seriam necessários para que se determinasse a solução economicamente mais viável.

Capítulo 5

Conclusões Gerais e Sugestões para Trabalhos Futuros

5.1. Conclusões Gerais

Este trabalho propôs uma topologia de microrredes isoladas com rede híbrida (parte em CC e parte em CA) de distribuição de energia elétrica. Uma das premissas foi avaliar se o emprego da distribuição de energia em CC viabilizaria o aumento da extensão da rede sem comprometer a qualidade da tensão no ponto de entrega de energia aos consumidores e sem aumentar proibitivamente as perdas elétricas na distribuição.

Tecnicamente, a proposta se mostrou interessante porque possibilita o aumento da rede de distribuição em baixa tensão para microrredes isoladas com geração concentrada. Considerando o estudo de caso abordado neste trabalho, o aumento da extensão da rede principal é de aproximadamente 100 % com a utilização da distribuição híbrida, ao invés da rede de distribuição em CA, ou seja, com a rede principal em CC conseguiu-se alcançar extensões aproximadamente duas vezes maiores do que com a rede CA. Além disso, com os subsistemas em CA, a partir dos inversores distribuídos ao longo da rede principal em CC, a rede híbrida pode ser aumentada em alguns quilômetros, isso dependerá da potência dos inversores. Por outro lado, a eficiência global do sistema elétrico seria um pouco menor para a rede híbrida, pois o consumo global de energia aumentaria em aproximadamente 12 % devido às perdas de energia nos inversores aumentarem. Contudo, é possível que existam alternativas que compensem esse aumento das perdas de energia, assunto que carece de um estudo específico.

Portanto, a utilização de microrredes com distribuição híbrida em baixa tensão viabiliza maiores extensões da rede sem a utilização de transformadores de distribuição ou geração distribuída. A qualidade de energia no ponto de entrega ao consumidor é garantida pelos inversores, projetados para operar segundo as normas responsáveis. A distribuição híbrida também evita eventuais problemas trazidos com aquelas duas alternativas discutidas para aumentar a extensão da rede.

Economicamente, verificou-se que o custo de instalação da rede híbrida é maior do que o da rede convencional somente em CA. A princípio, imaginava-se que esse custo seria menor,

pois se acreditava que os condutores elétricos representavam uma maior porcentagem dos custos totais, considerando apenas os condutores elétricos e os conversores da rede. Porém, isso não se comprovou. A economia que se consegue com condutores para rede CC é pouco expressiva. O custo total aumentou aproximadamente 52 %. Esse aumento é justificado com a utilização de inversores reservas para a distribuição híbrida, assim como é praticado na distribuição em CA. O objetivo dessa escolha foi garantir a redundância para os dois sistemas, melhorando a confiabilidade no fornecimento de energia.

Por fim, nesse contexto, conclui-se que microrredes isoladas com distribuição híbrida é uma alternativa viável para o atendimento a comunidades isoladas sob o ponto de vista técnico, pois, é possível instalar redes de distribuição de baixa tensão com extensões maiores se comparadas às redes convencionais somente em CA. Assim, é possível evitar a distribuição em média ou alta tensão, bem como as complicações trazidas com a distribuição nesses níveis de tensão. Sob o ponto de vista econômico, requer maiores custos de instalação nos aspectos abordados neste trabalho. Na necessidade da utilização de uma rede de distribuição extensa, seria necessário analisar quais das redes de distribuição seria economicamente viável, se a híbrida em baixa tensão ou a distribuição em média tensão

5.2. Sugestões para Trabalhos Futuros

- i. Verificar os custos de operação do sistema, considerando os com manutenção e depreciação das fontes renováveis e do gerador a diesel.
- ii. Analisar o índice de confiabilidade do fornecimento de energia elétrica para as duas redes de distribuição.
- iii. Estudar alternativas que consigam diminuir o consumo de óleo diesel, compensando o aumento das perdas de energias trazidas com a rede de distribuição híbrida.
- iv. Estudar as vantagens e/ou desvantagens que a geração distribuída pode agregar ao sistema principal de distribuição em CC em relação aos sistemas convencionais somente em CA, com geração concentrada.

REFERÊNCIAS

- [1] Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), *Brasil em Números*, Rio de Janeiro: IBGE, 2015.
- [2] Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, “Censo Demográfico - Características da População e dos Domicílios,” IBGE, Rio de Janeiro, 2011.
- [3] Ministério de Minas e Energia, “Balanço Energético Nacional 2015: Ano Base 2014,” Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro, 2015.
- [4] Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRAS, “Sistema de Informações do Potencial Hidrelétrico Brasileiro,” ELETROBRAS, Rio de Janeiro, 2014.
- [5] Ministério de Minas e Energia, “Balanço Energético Nacional 2014: Ano Base 2013,” Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro, 2014.
- [6] T. Senjyu, T. Nakaji, K. Uezato e T. Funabashi, “A Hybrid Power System Using Alternative Energy Facilities in Isolated Island,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 20, nº 2, pp. 406-414, June, 2005.
- [7] N. A. Ahmed e M. Miyatake, “A Stand-Alone Hybrid Generation System Combining Solar Photovoltaic and Wind Turbine with Simple Maximum Power Point Tracking Control,” *IEEE Power and Motion Control Conference – IPMEC-2006*, vol. 1, nº Aug., pp. 1-7, 2006.
- [8] J. Reis e S. Moreira, *Geração distribuída e centralizada no Brasil: potencial, barreiras e perspectivas*, São Paulo: FotoVolt, 2015.
- [9] L. A. S. Ribeiro, O. R. Saavedra, J. G. Matos, S. L. Lima, G. Bonan e A. S., “Design, Control, and Operation of a Hybrid Electrical Generation System,” *Eletrônica de Potência*, vol. 15, nº 4, pp. 313-322, Sept./Nov. 2010.
- [10] L. A. d. S. Ribeiro, O. R. Saavedra, S. L. d. Lima e J. G. d. Matos, “Isolated Micro-Grids With Renewable Hybrid Generation: The Case of Lençóis Island,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 2, nº 1, pp. 1-11, 2011.
- [11] Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito, “Atlas Solarimétrico do Brasil (2000),” 6 Janeiro 2016. [Online]. Available:

Referências

- http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Atlas_Solarimetrico_do_Brasil_200. [Acesso em 6 2016 2016].
- [12] Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito, “Mapa Eólico Brasileiro,” 6 Janeiro 2016. [Online]. Available: http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/Atlas%20do%20Poten. [Acesso em 6 2016 2016].
- [13] G. Wu, Y. Ono e M. Alishahi, “Development of a Resilient Hybrid Microgrid with Integrated Renewable Power Generations Supplying DC and AC Loads,” *Telecommunications Energy Conference (INTELEC), 2015 IEEE International*, pp. 1-5, 18-22 Oct. 2015.
- [14] J. G. d. Matos, *Controle de Potência em Microrredes CA Isoladas com Aerogeradores e Banco de Baterias*, São Luís, 2014.
- [15] G. AlLee e W. Tschud, “Edison Redux: 380 Vdc Brings Reliability and Efficiency to Sustainable Data Centers,” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 10, nº 6, pp. 50-59, 2012.
- [16] L. G. X. L. a. F. H. C. Peng Wang, “Harmonizing AC and DC - A Hybrid AC-DC Future Grid Solution,” *IEEE Power & Energy Magazine*, vol. 11, nº 3, pp. 76-83, 2013.
- [17] B. R. Blasi, *DC Microgrids: Review and Applications*, Manhattan, Kansas: Department of Architectural Engineering and Construction Science, 2013.
- [18] H. Kakigano, M. Nomura e T. Ise, “Loss Evaluation of DC Distribution for Residential Houses Compared with AC System,” em *The 2010 International Power Electronics Conference*, Sapporo, 2010.
- [19] B. T. Patterson, “DC, Come Home: DC Microgrids and the Birth of the "Enernet",” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 10, nº 6, pp. 60-69, 2012.
- [20] M. Rodrigues, A. Moura, L. Borges, P. M. Almeida, P. S. Almeida, R. L. Valle, R. Ferreira, A. Ferreira, P. Barbosa e H. Braga, “MICRORREDE HÍBRIDA CC/CA BASEADA EM FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEL APLICADA A UM EDÍFICIO SUSTENTÁVEL,” em *XIX Congresso Brasileiro de Automática, CBA*, Campina Grande, 2012.

Referências

- [21] F. G. S. Z. P. C. L. F. B. C. L. F. B. C. L. F. B. C. L. F. B. C. L. F. B. Guangqian Ding, “Control of hybrid AC/DC microgrid under islanding operational conditions,” *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 2, nº 3, pp. 223-232, 2014.
- [22] Ministério de Minas e Energia, “Brasil lança Programa de Geração Distribuída com destaque para energia solar,” 16 12 2015. [Online]. Available: http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/programa-de-geracao-distribuida-preve-movimentar-r-100-bi-em-investimentos-ate-2030. [Acesso em 12 06 2016].
- [23] Núcleo de Estudos e Pesquisas da Consultoria Legislativa, “Energia Solar no Brasil: dos incentivos aos desafios,” Senado Federal, Brasília, 2015.
- [24] A. N. d. E. Elétrica, “Cadernos Temáticos ANEEL - Acesso e Uso dos Sitemas de Transmissão e de Distribuição,” ANEEL, Brasília, 2005.
- [25] Agência Nacional de Energia Elétrica, “Geração Distribuída,” ANEEL, 22 01 2016. [Online]. Available: http://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/-/asset_publisher/CegkWaVJWF5E/content/geracao-distribuida-introduc-1/656827?inheritRedirect=false. [Acesso em 08 08 2016].
- [26] M. d. M. e. Energia, “Brasil lança Programa de Geração Distribuída com destaque para energia solar,” MME, 15 12 2015. [Online]. Available: http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/programa-de-geracao-distribuida-preve-movimentar-r-100-bi-em-investimentos-ate-2030. [Acesso em 08 08 2016].
- [27] *LEI Nº 10.438, DE 26 DE ABRIL DE 2002.*
- [28] N. Rahmanov, N. Tabatabaei, K. Dursun e O. Kerimov, “Combined Ac-Dc Microgrids: Case Study - Network Development and Simulation,” *International Journal on “Technical and Physical Problems of Engineering” (IJTPE)*, vol. 4, nº 12, pp. 157-161, 2012.
- [29] S. A. Chowdhury, M. Hasan, H. Kirchhoff e S. Groh, “Solar DC Grids for Rural Electrification,” *Micro Perspectives for Decentralized Energy Supply*, p. 2015, 25 April 2015.
- [30] D. Fregosi, S. Ravula, D. Brhlik e J. Saussele, “A Comparative Study of DC and AC Microgrids in Commercial Buildings Across Different Climates and Operating Profiles,” National Laboratory of the U.S. Department of Energy, Atlanta, Georgia, 2015.

Referências

- [31] C. Mardegan, “Proteção dos transformadores – Parte I,” *O Setor Elétrico*, nº 56, pp. 26-39, 2010.
- [32] CEMAR, *Norma Técnica: critérios de projetos de linhas de rede de distribuição*, São Luís, MA: CEMAR, 2014.
- [33] Associação Brasileira de Normas Técnicas, “Instalações elétricas de baixa tensão - NBR 5410,” ABNT, Rio de Janeiro, 2008.
- [34] U.S. Department of Energy, “Office of Energy Efficiency & Renewable Energy,” [Online]. Available: <https://energy.gov/>. [Acesso em 31 03 2017].
- [35] R. H. Lasseter, “MicroGrids,” *IEEE 2002 Power Engineering Society Winter Meeting*, vol. 1, pp. 305-308, 2002.
- [36] S. N. Bhaskara e B. H. Chowdhury, “Microgrids - A review of modeling, control, protection, simulation and future potential,” *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1-7, 2012.
- [37] P. Piagi e R. H. Lasseter, “Autonomous Control of MicroGrids,” *IEEE 2006 Power Engineering Society General Meeting*, pp. 1-8, 2006.
- [38] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, “RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 687,” 24 Novembro 2015. [Online]. Available: https://www.google.com.br/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=3&ved=0ahUKEwimqJ_zkIPSAhUGfZAKHVQfAOAQFggoMAI&url=http%3A%2F%2Fwww.bioenergiaengenharia.com.br%2FRESOLUCAO%2520NORMATIVA%2520REN%2520687_2015.pdf&usg=AFQjCNEmI7vOBIEpAhZ_6m4NxwR9yLxq-w&sig2. [Acesso em 09 02 2017].
- [39] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, “RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482,” 14 Abril 2012. [Online]. Available: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. [Acesso em 09 02 2017].
- [40] R. Lasseter, A. Akhil, C. Marnay, J. Stevens, J. Dagle, R. Guttromson e a. et, “The CERTS MicroGrid Concept - White Paper on Integration of Distributed Energy Resources,” em *Consortium for Electric Reliability Technology Solutions*, 2002.
- [41] B. Lasseter, “Microgrids [distributed power generation],” *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, vol. 1, pp. 146-149, 2001.

Referências

- [42] G. Venkataramanan e M. Illindala, “Microgrids and sensitive loads,” *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, vol. 1, pp. 315-322, 2002.
- [43] B. Kroposki, R. Lasseter, T. Ise, S. Morozumi, S. Papatlianassiou e N. Hatziargyriou, “Making microgrids work,” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 6, pp. 40-53, 2008.
- [44] A. Etxeberria, I. Vechiu, H. Camblong e J. M. Vinassa, “Hybrid Energy Storage Systems for renewable Energy Sources Integration in microgrids: A review,” em *IPEC, 2010 Conference Proceedings, 2010*, 2010.
- [45] M. Barnes, J. Kondoh, H. Asano, J. Oyarzabal, G. Ventakaramanan, R. Lasseter e e. al., ““Real-World MicroGrids-An Overview,” in System of Systems Engineering,” em *SoSE '07. IEEE International Conference on, 2007*, pp. 1-8, 2007.
- [46] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica,” 01 01 2017. [Online]. Available: <http://www.aneel.gov.br/modulo-8>. [Acesso em 09 02 2017].
- [47] S. Chowdhury e S. C. a. P. Crossley, *Microgrids and Active Distribution Networks*, London: The Institution of Engineering and Technology, 2009.
- [48] R. E. Foster, R. C. Orozco e A. R.-P. Rubio, “Lessons Learned from the Xcalak Hybrid System: a Seven Year Retrospective,” em *1999 Solar World Conference, International Solar Energy Society*, Jerusalem, Israel, July 4-9, 1999.
- [49] V. A. K. Prabhala, B. P. Baddipadiga e M. Ferdowsi, “DC Distribution Systems – An Overview,” em *3rd International Conference on Renewable Energy Research and Applications*, Milwaukee, 2014.
- [50] D. Salomonsson, *Modeling, Control and Protection of Low-Voltage DC Microgrids*, Stockholm, Sweden: Royal Institute of Technology, 2008.
- [51] E. Rodriguez-Diaz, M. Savaghebi, J. C. Vasquez e J. M. Guerrero, “An Overview of Low Voltage DC Distribution Systems for Residential Applications,” em *IEEE 5th International Conference on Consumer Electronics*, Berlin , 2015.
- [52] Schneider Electric; PROCOBRE, “Qualidade de energia - Harmônicas,” 2003.

Referências

- [53] College of Automation, Chongqing University, Chongqing, “Stability Analysis of Islanded Microgrid with Synchronous Generators and Inverter-interfaced Resources,” em *Proceedings of the 35th Chinese Control Conference*, Chengdu, China, 2016.
- [54] M. Savaghebi e A. Jalilian, “A New Control Strategy for Distributed Generation Interface Converters to Compensate Microgrid Harmonics,” em *International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion*, Pisa, 2010.
- [55] H. Shi, Z. Yang, X. Yue, L. Hou e F. Zhuo, “Calculation and Measurement of Harmonic Impedance for A Microgrid Operating in Islanding Mode,” em *IEEE 7th International Power Electronics and Motion Control Conference - ECCE Asia*, Harbin, China, 2012.
- [56] E. Vossos, *OPTIMIZING ENERGY SAVINGS FROM “DIRECT DC” IN U.S. RESIDENTIAL BUILDINGS*, San José: San José State University , 2011.
- [57] V. Vossos, K. Garbesi e H. Shen, “Energy savings from direct-DC in U.S. residential buildings,” *Energy and Buildings*, vol. 68, nº Janeiro, pp. 223-231, 2014.
- [58] International Electrotechnical Commission, *International Standard IEC 60364-1*, IEC, 2005-11.
- [59] International Electrotechnical Commission, *IEC 60038 Standard Voltages*, 1983-2003.
- [60] ABB, *Electrical installation handbook - Protection, control and electrical devices*, Bergamo (Italy): ABB SACE, Sixth edition 2010.
- [61] Norma MERCOSUR, *NBR NM280 - Condutores de cabos isolados (IEC 60228, MOD)*, Rio de Janeiro, RJ: ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2002.
- [62] CEMAR, *Norma Técnica: padronização de materiais e equipamentos por tipo de ambiente*, São Luís, MA: CEMAR, 2011.
- [63] Norma Brasileira, *Cabos de potência multiplexados autossustentados com isolamento extrudada de PE ou XLPE, para tensões até 0,6/1 kV - Requisitos de Desempenho*, Rio de Janeiro, RJ: ABNT - , 2011.
- [64] J. J. Grainger e W. D. S. Jr, *Power System Analysis*, McGraw-Hill, 1994.
- [65] Schneider Electric, “Sistemas de Energia Solar Fora da Rede e Reserva,” Schneider Electric, [Online]. Available: <http://www.schneider-electric.com.br/pt/product->

Referências

- category/7000-sistemas-de-energia-solar-fora-da-rede-e-reserva/?filter=business-7-solar. [Acesso em 30 11 2016].
- [66] S. L. d. S. L. Barcelos, *UPFC para Controle de Tensão*, Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2013.
- [67] Banco Central do Brasil, “Taxas de Câmbio,” [Online]. Available: <http://www4.bcb.gov.br/pec/taxas/port/ptaxnpsq.asp?id=txcotacao>. [Acesso em 10 02 2017].
- [68] Microtécnica MCE - Automação Industrial, “Sistema de Energia - Automação Industrial,” [Online]. Available: <http://www.mctecnica.com.br/>. [Acesso em 21 11 2016].
- [69] M. Tribe e R. Alpine, “Scale Economies and The "0.6 Rule",” *International Journal of Production Economics*, vol. 10, n° 4, pp. 271-278, 1986.
- [70] Schneider Electric, *Inversor Trifásico DSP Paralelo Ativo*, Porto Alegre, 2013.
- [71] A. A. M. B. Cotrim, *Instalações Elétricas 2ª Edição*, São Paulo: McGraw-Hill, 1939.

APÊNDICES

Apêndice A

A.1 Desenvolvimento do Cálculo de Queda de Tensão em Redes de Distribuição

Utilizando um circuito monofásico para facilitar os cálculos, Figura A.1, pode-se analisar seu diagrama fasorial na Figura A.2.

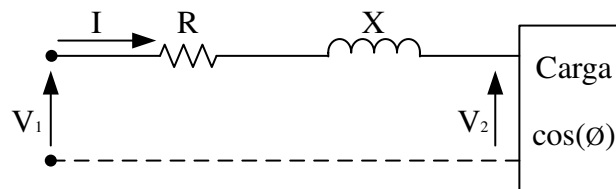


Figura A. 1 – Circuito de distribuição monofásico a dois condutores.

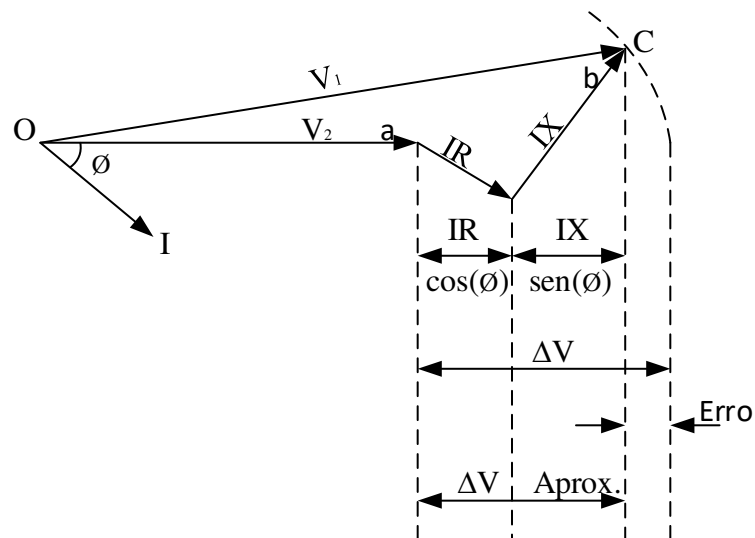


Figura A. 2 – Diagrama Fasorial do circuito da Figura A.1.

A partir do diagrama fasorial da Figura A.2, analisa-se a queda de tensão ($|V_1| - |V_2|$):

$$\tilde{V}_1 = \tilde{V}_2 + \tilde{I}R + j\tilde{I}X \quad (\text{A.1})$$

$$\tilde{V}_1 = (\tilde{V}_{2real} + \tilde{V}_{2imag}) + (\tilde{I}_{real}R + \tilde{I}_{imag}R) + (\tilde{I}_{real}X + \tilde{I}_{imag}X) \quad (\text{A.2})$$

$$V_1^2 = (V_{2real} + RI_{real} + XI_{real})^2 + (V_{2imag} + RI_{imag} + XI_{imag})^2 \quad (\text{A.3})$$

A referência adotada é o fasor \tilde{V}_2 , então não existe parte imaginária,

$$\widetilde{V}_{2real} = V_2 \quad (A.4)$$

$$\widetilde{V}_{2imag} = 0 \quad (A.5)$$

Como a corrente está atrasada em relação a referência, a característica resistiva segue,

$$\widetilde{I}_{real}R = RI \cos(-\emptyset) = RI \cos(\emptyset) \quad (A.6)$$

$$\widetilde{I}_{imag}R = RI \sin(-\emptyset) = -RI \sin(\emptyset) \quad (A.7)$$

A característica da reatância indutiva segue,

$$\widetilde{I}_{real}X = XI \cos(90 - \emptyset) = XI \sin(\emptyset) \quad (A.8)$$

$$\widetilde{I}_{imag}X = XI \sin(90 - \emptyset) = XI \cos(\emptyset) \quad (A.9)$$

Substituindo as equações de (A.2) a (A.9) em (A.1), obtém-se:

$$V_1^2 = (V_2 + RI \cos(\emptyset) + XI \sin(\emptyset))^2 + (XI \cos(\emptyset) - RI \sin(\emptyset))^2 \quad (A.10)$$

Devido a própria característica do sistema, o ângulo do fator de potência torna-se pequeno, os fatores de potências praticados e utilizados na rede distribuição secundária são próximos de 0,9, conseqüentemente, os ângulos de fator de potência são pequenos. Levando em consideração esse fato, pode-se fazer as seguintes considerações em (A.10): no segundo termo entre parênteses, como \emptyset é pequeno, o resultado de $RI \sin(\emptyset)$ também será; como os valores de reatância indutiva nessas redes de distribuição, geralmente, são baixos, $XI \cos(\emptyset)$ resultará também em um valor pequeno; em virtude dos termos $XI \cos(\emptyset)$ e $RI \sin(\emptyset)$ serem pequenos, a diferença entre eles elevada ao quadrado será ainda menor. Logo, o último termo de (A.10) pode ser desprezado. Então (A.10) pode ser reescrito da seguinte forma:

$$V_1^2 = (V_2 + RI \cos(\emptyset) + XI \sin(\emptyset))^2 \quad (A.11)$$

$$V_1 = V_2 + RI \cos(\emptyset) + XI \sin(\emptyset) \quad (A.12)$$

$$\Delta V = V_1 - V_2 = RI \cos(\emptyset) + XI \sin(\emptyset) \quad (A.13)$$

Sendo que (A.13) refere-se a queda de tensão de fase (entre fase e neutro). Para se calcular a queda de tensão entre linhas, ela deve ser multiplicada por 2, para circuitos monofásicos, e por $\sqrt{3}$, para circuitos trifásicos, conforme (A.14) [71].

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot I \cdot (R \cos(\varnothing) + X \sin(\varnothing)) \quad (\text{A.14})$$

Em termos percentuais, (A.14) pode ser reescrito como segue,

$$\frac{\Delta V}{V_1} = \frac{\sqrt{3} \cdot I \cdot (R \cos(\varnothing) + X \sin(\varnothing))}{V_1} \quad (\text{A.15})$$

$$\Delta V_{\%} = \frac{\sqrt{3} \cdot I \cdot (R \cos(\varnothing) + X \sin(\varnothing))}{V_1} \times 100\% \quad (\text{A.16})$$

Normalmente as concessionárias analisam a queda de tensão para sistemas de distribuição, a cada intervalo de 100 m. Então segue,

$$\Delta V_{\%} = \frac{\sqrt{3} \cdot l \cdot I \cdot (R \cos(\varnothing) + X \sin(\varnothing))}{V_1} \quad (\text{A.17})$$

Sendo:

$\Delta V_{\%}$ – variação da queda de tensão em porcentagem;

l – comprimento do trecho em m;

R – resistência elétrica do condutor em $\frac{\Omega}{m}$;

X – reatância indutiva do condutor em $\frac{\Omega}{m}$;

I – corrente elétrica no trecho em A;

V_1 – tensão de fase;

\varnothing – ângulo do fator de potência.

Para o cálculo da queda de tensão de redes de distribuição aérea em baixa tensão, que utilizam cabos que seguem a norma NBR 8182 [63], (que trata sobre cabos de potência multiplexados autossustentados com isolamento sólida extrudada de polietileno termoplástico ou termofixo para tensões de até 1 kV), deve-se levar em consideração a variação dos parâmetros do circuito devido a temperatura, o efeito pelicular e o efeito de proximidade entre os condutores, pois eles podem aumentar a resistência desses condutores de potência (Seção 2.2).

Apêndice B

B.1 Correção das medições de consumo de energia e demanda

Fez-se necessária a correção dos valores de consumo de energia obtidos através das faturas. Na Tabela B.1, a coluna “Consumo kWh” representa a medição do consumo de energia de cada unidade residencial; a coluna “Consumo Corrigido (kWh)” representa a correção da medição do consumo de energia de cada unidade residencial com a utilização do equipamento Analisador de Energia. Essa comparação foi feita a partir da estimativa do consumo de energia de um mês, através das medições do consumo total de energia durante alguns dias (várias medições foram feitas para se traçar o perfil correto de um dia). Após a correção do consumo de energia mensal, foi possível estimar a potência de cada unidade consumidora.

Tabela B. 1 – Correção do consumo de energia e demanda.

Unidade Consumidora	Consumo kWh	Consumo Corrigido (kWh)	Demanda kW	Demanda (FC) kVA	Unidade Consumidora	Consumo kWh	Consumo Corrigido (kWh)	Demanda kW	Demanda (FC) kVA
1	44	77,44	0,11	0,20	40	34	59,84	0,08	0,15
2	38	66,88	0,09	0,17	41	69	121,44	0,17	0,31
3	30	52,80	0,07	0,14	42	36	63,36	0,09	0,16
4	30	52,80	0,07	0,14	43	47	82,72	0,11	0,21
5	78	137,28	0,19	0,35	44	38	66,88	0,09	0,17
6	40	70,40	0,10	0,18	45	30	52,80	0,07	0,14
7	48	84,48	0,12	0,22	46	45	79,20	0,11	0,20
8	45	79,20	0,11	0,20	47	36	63,36	0,09	0,16
9	45	79,20	0,11	0,20	48	49	86,24	0,12	0,22
10	45	79,20	0,11	0,20	49	30	52,80	0,07	0,14
11	34	59,84	0,08	0,15	50	48	84,48	0,12	0,22
12	45	79,20	0,11	0,20	51	30	52,80	0,07	0,14
13	49	86,24	0,12	0,22	52	30	52,80	0,07	0,14
14	45	79,20	0,11	0,20	53	38	66,88	0,09	0,17
15	45	79,20	0,11	0,20	54	64	112,64	0,16	0,29
16	45	79,20	0,11	0,20	55	93	163,68	0,23	0,42
17	45	79,20	0,11	0,20	56	30	52,80	0,07	0,14
18	59	103,84	0,14	0,27	57	48	84,48	0,12	0,22
19	49	86,24	0,12	0,22	58	34	59,84	0,08	0,15
20	53	93,28	0,13	0,24	59	36	63,36	0,09	0,16
21	75	132,00	0,18	0,34	60	30	52,80	0,07	0,14
22	34	59,84	0,08	0,15	61	30	52,80	0,07	0,14
23	30	52,80	0,07	0,14	62	38	66,88	0,09	0,17
24	37	65,12	0,09	0,17	63	48	84,48	0,12	0,22
25	30	52,80	0,07	0,14	64	37	65,12	0,09	0,17
26	55	96,80	0,13	0,25	65	34	59,84	0,08	0,15
27	47	82,72	0,11	0,21	66	48	84,48	0,12	0,22
28	96	168,96	0,23	0,43	67	39	68,64	0,10	0,18
29	46	80,96	0,11	0,21	68	52	91,52	0,13	0,23
30	45	79,20	0,11	0,20	69	36	63,36	0,09	0,16
31	46	80,96	0,11	0,21	70	38	66,88	0,09	0,17
32	30	52,80	0,07	0,14	71	79	139,04	0,19	0,36
33	49	86,24	0,12	0,22	72	32	56,32	0,08	0,14
34	30	52,80	0,07	0,14	73	51	89,76	0,12	0,23
35	45	79,20	0,11	0,20	74	68	119,68	0,17	0,31
36	45	79,20	0,11	0,20	75	30	52,80	0,07	0,14
37	60	105,60	0,15	0,27	76	53	93,28	0,13	0,24
38	45	79,20	0,11	0,20	77	43	75,68	0,11	0,19
39	86	151,36	0,21	0,39	78	30	52,80	0,07	0,14

B.2 Cálculo de Queda de Tensão na Redes de Distribuição de Baixa Tensão em CA da Ilha de Lençóis

Nas Tabelas B.2 a B.7, são mostrados os resultados dos cálculos de queda de tensão das redes de distribuição em CA e em CC. Observa-se que os seis tipos condutores escolhidos estão de acordo com as normas NBR 8182 [63], NBR NM-280 [61], NT.31.005 [32] e NT.31.008 [62], assim, estão aptos a serem utilização em ambas as redes distribuição.

Apêndice B

Tabela B. 2 – Queda de tensão em CA para condutor com seção de 25 mm².

CÁLCULO ELÉTRICO DE QUEDA DE TENSÃO DE REDE SECUNDÁRIA												
Tensão (V):	380	FP:	0,844									
Trecho	CARGA									Queda de tensão		
Desig.	Comp.	Trecho	Fim do Trecho	Total	Seção Nominal	Rcc	Rca	Reatância Indutiva	Corrente Admis.	Unitária	Trecho	Fim do Trecho
A	B	C	D	$E=(C/2+D)B$						G	$H = E \times G$	I
Primária	100 m	kVA	kVA	kVA x 100 m	mm ²	Ω/km	Ω/km	Ω/km	A	/kVA x m	/kVA x 100 m	%
CF - P1	0,35	0	7,1049	2,4867	25	0,9270	0,87	0,11	103	0,0055	0,0137	0,0137
P1 - P2	0,24	0	3,4691	0,8326	25	0,9270	0,87	0,11	103	0,0055	0,0046	0,0182
P2 - P3	0,24	0	2,5185	0,6044	25	0,9270	0,87	0,11	103	0,0055	0,0033	0,0216
P3 - P4	0,24	0	1,7571	0,4217	25	0,9270	0,87	0,11	103	0,0055	0,0023	0,0239
P4 - P5	0,24	0	0,7254	0,1741	25	0,9270	0,87	0,11	103	0,0055	0,0010	0,0248
P1 - P6	0,29	0	2,9960	0,8688	25	0,9270	0,87	0,11	103	0,0055	0,0048	0,0184
P6 - P7	0,24	0	2,7077	0,6498	25	0,9270	0,87	0,11	103	0,0055	0,0036	0,0220
P7 - P8	0,24	0	2,4058	0,5774	25	0,9270	0,87	0,11	103	0,0055	0,0032	0,0252
P8 - P9	0,24	0	1,5138	0,3633	25	0,9270	0,87	0,11	103	0,0055	0,0020	0,0272
P9 - P10	0,24	0	1,1038	0,2649	25	0,9270	0,87	0,11	103	0,0055	0,0015	0,0286
P10 - P11	0,24	0	0,4055	0,0973	25	0,9270	0,87	0,11	103	0,0055	0,0005	0,0292
CF - P12	0,44	0	1,6625	0,7315	25	0,9270	0,87	0,11	103	0,0055	0,0040	0,0040
P12 - P13	0,24	0	1,0542	0,2530	25	0,9270	0,87	0,11	103	0,0055	0,0014	0,0054
P13 - P14	0,48	0	0,8515	0,4087	25	0,9270	0,87	0,11	103	0,0055	0,0022	0,0077
P14 - P15	0,24	0	0,3109	0,0746	25	0,9270	0,87	0,11	103	0,0055	0,0004	0,0081
CF - P16	0,08	0	6,7805	0,5424	25	0,9270	0,87	0,11	103	0,0055	0,0030	0,0030
P16 - P17	0,48	0	6,6183	3,1768	25	0,9270	0,87	0,11	103	0,0055	0,0175	0,0204
P17 - P18	0,24	0	1,6670	0,4001	25	0,9270	0,87	0,11	103	0,0055	0,0022	0,0226
P18 - P19	0,22	0	1,0813	0,2379	25	0,9270	0,87	0,11	103	0,0055	0,0013	0,0239
P19 - P20	0,24	0	0,3064	0,0735	25	0,9270	0,87	0,11	103	0,0055	0,0004	0,0243
P19 - P21	0,19	0	0,2883	0,0548	25	0,9270	0,87	0,11	103	0,0055	0,0003	0,0242
P17 - P22	0,19	0	4,4332	0,8423	25	0,9270	0,87	0,11	103	0,0055	0,0046	0,0251
P22 - P24	0,14	0	3,8791	0,5431	25	0,9270	0,87	0,11	103	0,0055	0,0030	0,0280
P24 - P23	0,24	0	0,5316	0,1276	25	0,9270	0,87	0,11	103	0,0055	0,0007	0,0287
P24 - P25	0,24	0	3,0771	0,7385	25	0,9270	0,87	0,11	103	0,0055	0,0041	0,0321
P25 - P26	0,2	0	2,3698	0,4740	25	0,9270	0,87	0,11	103	0,0055	0,0026	0,0347
P26 - P27	0,2	0	1,5814	0,3163	25	0,9270	0,87	0,11	103	0,0055	0,0017	0,0364
P27 - P28	0,24	0	0,2388	0,0573	25	0,9270	0,87	0,11	103	0,0055	0,0003	0,0368
CF - P29	0,85	0	0,3289	0,2796	25	0,9270	0,87	0,11	103	0,0055	0,0015	0,0015
P29 - P30	0,21	0	0,1352	0,0284	25	0,9270	0,87	0,11	103	0,0055	0,0002	0,0017

Apêndice B

Tabela B. 3 – Queda de tensão em CA para condutor com seção de 35 mm².

CÁLCULO ELÉTRICO DE QUEDA DE TENSÃO DE REDE SECUNDÁRIA												
Tensão (V):	380	FP:	0,844									
Trecho	CARGA									Queda de tensão		
Desig.	Comp.	Trecho	Fim do Trecho	Total	Seção Nominal	Rcc	Rca	Reatância Indutiva	Corrente Admis.	Unitária	Trecho	Fim do Trecho
A	B	C	D	$E=(C/2+D)B$						G	$H = E \times G$	I
Primária	100 m	kVA	kVA	kVA x 100 m	mm ²	Ω/km	Ω/km	Ω/km	A	/kVA x m	/kVA x 100 m	%
CF - P1	0,35	0	7,1049	2,4867	35	0,6682	0,63	0,11	129	0,0041	0,0102	0,0102
P1 - P2	0,24	0	3,4691	0,8326	35	0,6682	0,63	0,11	129	0,0041	0,0034	0,0136
P2 - P3	0,24	0	2,5185	0,6044	35	0,6682	0,63	0,11	129	0,0041	0,0025	0,0161
P3 - P4	0,24	0	1,7571	0,4217	35	0,6682	0,63	0,11	129	0,0041	0,0017	0,0178
P4 - P5	0,24	0	0,7254	0,1741	35	0,6682	0,63	0,11	129	0,0041	0,0007	0,0185
P1 - P6	0,29	0	2,9960	0,8688	35	0,6682	0,63	0,11	129	0,0041	0,0036	0,0137
P6 - P7	0,24	0	2,7077	0,6498	35	0,6682	0,63	0,11	129	0,0041	0,0027	0,0164
P7 - P8	0,24	0	2,4058	0,5774	35	0,6682	0,63	0,11	129	0,0041	0,0024	0,0187
P8 - P9	0,24	0	1,5138	0,3633	35	0,6682	0,63	0,11	129	0,0041	0,0015	0,0202
P9 - P10	0,24	0	1,1038	0,2649	35	0,6682	0,63	0,11	129	0,0041	0,0011	0,0213
P10 - P11	0,24	0	0,4055	0,0973	35	0,6682	0,63	0,11	129	0,0041	0,0004	0,0217
CF - P12	0,44	0	1,6625	0,7315	35	0,6682	0,63	0,11	129	0,0041	0,0030	0,0030
P12 - P13	0,24	0	1,0542	0,2530	35	0,6682	0,63	0,11	129	0,0041	0,0010	0,0040
P13 - P14	0,48	0	0,8515	0,4087	35	0,6682	0,63	0,11	129	0,0041	0,0017	0,0057
P14 - P15	0,24	0	0,3109	0,0746	35	0,6682	0,63	0,11	129	0,0041	0,0003	0,0060
CF - P16	0,08	0	6,7805	0,5424	35	0,6682	0,63	0,11	129	0,0041	0,0022	0,0022
P16 - P17	0,48	0	6,6183	3,1768	35	0,6682	0,63	0,11	129	0,0041	0,0130	0,0152
P17 - P18	0,24	0	1,6670	0,4001	35	0,6682	0,63	0,11	129	0,0041	0,0016	0,0169
P18 - P19	0,22	0	1,0813	0,2379	35	0,6682	0,63	0,11	129	0,0041	0,0010	0,0178
P19 - P20	0,24	0	0,3064	0,0735	35	0,6682	0,63	0,11	129	0,0041	0,0003	0,0181
P19 - P21	0,19	0	0,2883	0,0548	35	0,6682	0,63	0,11	129	0,0041	0,0002	0,0180
P17 - P22	0,19	0	4,4332	0,8423	35	0,6682	0,63	0,11	129	0,0041	0,0034	0,0187
P22 - P24	0,14	0	3,8791	0,5431	35	0,6682	0,63	0,11	129	0,0041	0,0022	0,0209
P24 - P23	0,24	0	0,5316	0,1276	35	0,6682	0,63	0,11	129	0,0041	0,0005	0,0214
P24 - P25	0,24	0	3,0771	0,7385	35	0,6682	0,63	0,11	129	0,0041	0,0030	0,0239
P25 - P26	0,20	0	2,3698	0,4740	35	0,6682	0,63	0,11	129	0,0041	0,0019	0,0258
P26 - P27	0,20	0	1,5814	0,3163	35	0,6682	0,63	0,11	129	0,0041	0,0013	0,0271
P27 - P28	0,24	0	0,2388	0,0573	35	0,6682	0,63	0,11	129	0,0041	0,0002	0,0274
CF - P29	0,85	0	0,3289	0,2796	35	0,6682	0,63	0,11	129	0,0041	0,0011	0,0011
P29 - P30	0,21	0	0,1352	0,0284	35	0,6682	0,63	0,11	129	0,0041	0,0001	0,0013

Apêndice B

Tabela B. 4 – Queda de tensão em CA para condutor com seção de 50 mm².

CÁLCULO ELÉTRICO DE QUEDA DE TENSÃO DE REDE SECUNDÁRIA												
Tensão (V):	380	FP:	0,844									
Trecho	CARGA									Queda de tensão		
Desig.	Comp.	Trecho	Fim do Trecho	Total	Seção Nominal	Rcc	Rca	Reatância Indutiva	Corrente Admis.	Unitária	Trecho	Fim do Trecho
A	B	C	D	E=(C/2+D)B						G	H = E x G	I
Primária	100 m	kVA	kVA	kVA x 100 m	mm ²	Ω/km	Ω/km	Ω/km	A	/kVA x m	/kVA x 100 m	%
CF - P1	0,35	0	7,1049	2,4867	50	0,4935	0,46	0,11	157	0,0031	0,0077	0,0077
P1 - P2	0,24	0	3,4691	0,8326	50	0,4935	0,46	0,11	157	0,0031	0,0026	0,0103
P2 - P3	0,24	0	2,5185	0,6044	50	0,4935	0,46	0,11	157	0,0031	0,0019	0,0122
P3 - P4	0,24	0	1,7571	0,4217	50	0,4935	0,46	0,11	157	0,0031	0,0013	0,0135
P4 - P5	0,24	0	0,7254	0,1741	50	0,4935	0,46	0,11	157	0,0031	0,0005	0,0140
P1 - P6	0,29	0	2,9960	0,8688	50	0,4935	0,46	0,11	157	0,0031	0,0027	0,0104
P6 - P7	0,24	0	2,7077	0,6498	50	0,4935	0,46	0,11	157	0,0031	0,0020	0,0124
P7 - P8	0,24	0	2,4058	0,5774	50	0,4935	0,46	0,11	157	0,0031	0,0018	0,0142
P8 - P9	0,24	0	1,5138	0,3633	50	0,4935	0,46	0,11	157	0,0031	0,0011	0,0153
P9 - P10	0,24	0	1,1038	0,2649	50	0,4935	0,46	0,11	157	0,0031	0,0008	0,0161
P10 - P11	0,24	0	0,4055	0,0973	50	0,4935	0,46	0,11	157	0,0031	0,0003	0,0164
CF - P12	0,44	0	1,6625	0,7315	50	0,4935	0,46	0,11	157	0,0031	0,0023	0,0023
P12 - P13	0,24	0	1,0542	0,2530	50	0,4935	0,46	0,11	157	0,0031	0,0008	0,0030
P13 - P14	0,48	0	0,8515	0,4087	50	0,4935	0,46	0,11	157	0,0031	0,0013	0,0043
P14 - P15	0,24	0	0,3109	0,0746	50	0,4935	0,46	0,11	157	0,0031	0,0002	0,0045
CF - P16	0,08	0	6,7805	0,5424	50	0,4935	0,46	0,11	157	0,0031	0,0017	0,0017
P16 - P17	0,48	0	6,6183	3,1768	50	0,4935	0,46	0,11	157	0,0031	0,0098	0,0115
P17 - P18	0,24	0	1,6670	0,4001	50	0,4935	0,46	0,11	157	0,0031	0,0012	0,0128
P18 - P19	0,22	0	1,0813	0,2379	50	0,4935	0,46	0,11	157	0,0031	0,0007	0,0135
P19 - P20	0,24	0	0,3064	0,0735	50	0,4935	0,46	0,11	157	0,0031	0,0002	0,0137
P19 - P21	0,19	0	0,2883	0,0548	50	0,4935	0,46	0,11	157	0,0031	0,0002	0,0137
P17 - P22	0,19	0	4,4332	0,8423	50	0,4935	0,46	0,11	157	0,0031	0,0026	0,0141
P22 - P24	0,14	0	3,8791	0,5431	50	0,4935	0,46	0,11	157	0,0031	0,0017	0,0158
P24 - P23	0,24	0	0,5316	0,1276	50	0,4935	0,46	0,11	157	0,0031	0,0004	0,0162
P24 - P25	0,24	0	3,0771	0,7385	50	0,4935	0,46	0,11	157	0,0031	0,0023	0,0181
P25 - P26	0,20	0	2,3698	0,4740	50	0,4935	0,46	0,11	157	0,0031	0,0015	0,0196
P26 - P27	0,20	0	1,5814	0,3163	50	0,4935	0,46	0,11	157	0,0031	0,0010	0,0205
P27 - P28	0,24	0	0,2388	0,0573	50	0,4935	0,46	0,11	157	0,0031	0,0002	0,0207
CF - P29	0,85	0	0,3289	0,2796	50	0,4935	0,46	0,11	157	0,0031	0,0009	0,0009
P29 - P30	0,21	0	0,1352	0,0284	50	0,4935	0,46	0,11	157	0,0031	0,0001	0,0010

Apêndice B

Tabela B. 5 – Queda de tensão em CC para condutor com seção de 50 mm².

CÁLCULO ELÉTRICO DE QUEDA DE TENSÃO DE REDE SECUNDÁRIA												
Tensão (V):	380											
Trecho	CARGA									Queda de tensão		
Desig.	Comp.	Trecho	Fim do Trecho	Total	Seção Nominal	Rcc	Rca	Reatância Indutiva	Corrente Admis.	Unitária	Trecho	Fim do Trecho
A	B	C	D	$E=(C/2+D)B$						G	$H = E \times G$	I
Primária	100 m	kVA	kVA	kVA x 100 m	mm ²	Ω/km	Ω/km	Ω/km	A	/kVA x m	/kVA x 100 m	%
CF - P1	0,35	0	5,9965	2,0988	50	0,4935	0,46	0,11	219	0,0068	0,0143	0,0143
P1 - P2	0,24	0	2,9279	0,7027	50	0,4935	0,46	0,11	219	0,0068	0,0048	0,0191
P2 - P3	0,24	0	2,1256	0,5101	50	0,4935	0,46	0,11	219	0,0068	0,0035	0,0226
P3 - P4	0,24	0	1,4830	0,3559	50	0,4935	0,46	0,11	219	0,0068	0,0024	0,0251
P4 - P5	0,24	0	0,6122	0,1469	50	0,4935	0,46	0,11	219	0,0068	0,0010	0,0261
P1 - P6	0,29	0	2,5286	0,7333	50	0,4935	0,46	0,11	219	0,0068	0,0050	0,0194
P6 - P7	0,24	0	2,2853	0,5485	50	0,4935	0,46	0,11	219	0,0068	0,0037	0,0231
P7 - P8	0,24	0	2,0305	0,4873	50	0,4935	0,46	0,11	219	0,0068	0,0033	0,0264
P8 - P9	0,24	0	1,2776	0,3066	50	0,4935	0,46	0,11	219	0,0068	0,0021	0,0285
P9 - P10	0,24	0	0,9316	0,2236	50	0,4935	0,46	0,11	219	0,0068	0,0015	0,0301
P10 - P11	0,24	0	0,3422	0,0821	50	0,4935	0,46	0,11	219	0,0068	0,0006	0,0306
CF - P12	0,44	0	1,4031	0,6174	50	0,4935	0,46	0,11	219	0,0068	0,0042	0,0042
P12 - P13	0,24	0	0,8898	0,2135	50	0,4935	0,46	0,11	219	0,0068	0,0015	0,0057
P13 - P14	0,48	0	0,7187	0,3450	50	0,4935	0,46	0,11	219	0,0068	0,0024	0,0080
P14 - P15	0,24	0	0,2624	0,0630	50	0,4935	0,46	0,11	219	0,0068	0,0004	0,0085
CF - P16	0,08	0	5,7227	0,4578	50	0,4935	0,46	0,11	219	0,0068	0,0031	0,0031
P16 - P17	0,48	0	5,5858	2,6812	50	0,4935	0,46	0,11	219	0,0068	0,0183	0,0215
P17 - P18	0,24	0	1,4069	0,3377	50	0,4935	0,46	0,11	219	0,0068	0,0023	0,0238
P18 - P19	0,22	0	0,9126	0,2008	50	0,4935	0,46	0,11	219	0,0068	0,0014	0,0251
P19 - P20	0,24	0	0,2586	0,0621	50	0,4935	0,46	0,11	219	0,0068	0,0004	0,0256
P19 - P21	0,19	0	0,2434	0,0462	50	0,4935	0,46	0,11	219	0,0068	0,0003	0,0255
P17 - P22	0,19	0	3,7416	0,7109	50	0,4935	0,46	0,11	219	0,0068	0,0049	0,0263
P22 - P24	0,14	0	3,2739	0,4583	50	0,4935	0,46	0,11	219	0,0068	0,0031	0,0294
P24 - P23	0,24	0	0,4487	0,1077	50	0,4935	0,46	0,11	219	0,0068	0,0007	0,0302
P24 - P25	0,24	0	2,5971	0,6233	50	0,4935	0,46	0,11	219	0,0068	0,0043	0,0337
P25 - P26	0,20	0	2,0001	0,4000	50	0,4935	0,46	0,11	219	0,0068	0,0027	0,0364
P26 - P27	0,20	0	1,3347	0,2669	50	0,4935	0,46	0,11	219	0,0068	0,0018	0,0383
P27 - P28	0,24	0	0,2015	0,0484	50	0,4935	0,46	0,11	219	0,0068	0,0003	0,0386
CF - P29	0,85	0	0,2776	0,2359	50	0,4935	0,46	0,11	219	0,0068	0,0016	0,0016
P29 - P30	0,21	0	0,1141	0,0240	50	0,4935	0,46	0,11	219	0,0068	0,0002	0,0018

Apêndice B

Tabela B. 6 – Queda de tensão em CC para condutor com seção de 70 mm².

CÁLCULO ELÉTRICO DE QUEDA DE TENSÃO DE REDE SECUNDÁRIA												
Tensão (V):	380											
Trecho	CARGA									Queda de tensão		
Desig.	Comp.	Trecho	Fim do Trecho	Total	Seção Nominal	Rcc	Rca	Reatância Indutiva	Corrente Admis.	Unitária	Trecho	Fim do Trecho
A	B	C	D	$E=(C/2+D)B$						G	$H = E \times G$	I
Primária	100 m	kVA	kVA	kVA x 100 m	mm ²	Ω/km	Ω/km	Ω/km	A	/kVA x m	/kVA x 100 m	%
CF - P1	0,35	0	5,9965	2,0988	70	0,3417	0,32	0,1	279	0,0047	0,0099	0,0099
P1 - P2	0,24	0	2,9279	0,7027	70	0,3417	0,32	0,1	279	0,0047	0,0033	0,0133
P2 - P3	0,24	0	2,1256	0,5101	70	0,3417	0,32	0,1	279	0,0047	0,0024	0,0157
P3 - P4	0,24	0	1,4830	0,3559	70	0,3417	0,32	0,1	279	0,0047	0,0017	0,0174
P4 - P5	0,24	0	0,6122	0,1469	70	0,3417	0,32	0,1	279	0,0047	0,0007	0,0181
P1 - P6	0,29	0	2,5286	0,7333	70	0,3417	0,32	0,1	279	0,0047	0,0035	0,0134
P6 - P7	0,24	0	2,2853	0,5485	70	0,3417	0,32	0,1	279	0,0047	0,0026	0,0160
P7 - P8	0,24	0	2,0305	0,4873	70	0,3417	0,32	0,1	279	0,0047	0,0023	0,0183
P8 - P9	0,24	0	1,2776	0,3066	70	0,3417	0,32	0,1	279	0,0047	0,0015	0,0198
P9 - P10	0,24	0	0,9316	0,2236	70	0,3417	0,32	0,1	279	0,0047	0,0011	0,0208
P10 - P11	0,24	0	0,3422	0,0821	70	0,3417	0,32	0,1	279	0,0047	0,0004	0,0212
CF - P12	0,44	0	1,4031	0,6174	70	0,3417	0,32	0,1	279	0,0047	0,0029	0,0029
P12 - P13	0,24	0	0,8898	0,2135	70	0,3417	0,32	0,1	279	0,0047	0,0010	0,0039
P13 - P14	0,48	0	0,7187	0,3450	70	0,3417	0,32	0,1	279	0,0047	0,0016	0,0056
P14 - P15	0,24	0	0,2624	0,0630	70	0,3417	0,32	0,1	279	0,0047	0,0003	0,0059
CF - P16	0,08	0	5,7227	0,4578	70	0,3417	0,32	0,1	279	0,0047	0,0022	0,0022
P16 - P17	0,48	0	5,5858	2,6812	70	0,3417	0,32	0,1	279	0,0047	0,0127	0,0149
P17 - P18	0,24	0	1,4069	0,3377	70	0,3417	0,32	0,1	279	0,0047	0,0016	0,0165
P18 - P19	0,22	0	0,9126	0,2008	70	0,3417	0,32	0,1	279	0,0047	0,0010	0,0174
P19 - P20	0,24	0	0,2586	0,0621	70	0,3417	0,32	0,1	279	0,0047	0,0003	0,0177
P19 - P21	0,19	0	0,2434	0,0462	70	0,3417	0,32	0,1	279	0,0047	0,0002	0,0176
P17 - P22	0,19	0	3,7416	0,7109	70	0,3417	0,32	0,1	279	0,0047	0,0034	0,0182
P22 - P24	0,14	0	3,2739	0,4583	70	0,3417	0,32	0,1	279	0,0047	0,0022	0,0204
P24 - P23	0,24	0	0,4487	0,1077	70	0,3417	0,32	0,1	279	0,0047	0,0005	0,0209
P24 - P25	0,24	0	2,5971	0,6233	70	0,3417	0,32	0,1	279	0,0047	0,0030	0,0233
P25 - P26	0,20	0	2,0001	0,4000	70	0,3417	0,32	0,1	279	0,0047	0,0019	0,0252
P26 - P27	0,20	0	1,3347	0,2669	70	0,3417	0,32	0,1	279	0,0047	0,0013	0,0265
P27 - P28	0,24	0	0,2015	0,0484	70	0,3417	0,32	0,1	279	0,0047	0,0002	0,0267
CF - P29	0,85	0	0,2776	0,2359	70	0,3417	0,32	0,1	279	0,0047	0,0011	0,0011
P29 - P30	0,21	0	0,1141	0,0240	70	0,3417	0,32	0,1	279	0,0047	0,0001	0,0012

Apêndice B

Tabela B. 7 – Queda de tensão em CC para condutor com seção de 95 mm².

CÁLCULO ELÉTRICO DE QUEDA DE TENSÃO DE REDE SECUNDÁRIA												
Tensão (V):	380											
Trecho	CARGA									Queda de tensão		
Desig.	Comp.	Trecho	Fim do Trecho	Total	Seção Nominal	Rcc	Rca	Reatância Indutiva	Corrente Admis.	Unitária	Trecho	Fim do Trecho
A	B	C	D	$E=(C/2+D)B$						G	$H = E \times G$	I
Primária	100 m	kVA	kVA	kVA x 100 m	mm ²	Ω/km	Ω/km	Ω/km	A	/kVA x m	/kVA x 100 m	%
CF - P1	0,35	0	5,9965	2,0988	95	0,2461	0,23	0,10	344	0,0034	0,0072	0,0072
P1 - P2	0,24	0	2,9279	0,7027	95	0,2461	0,23	0,10	344	0,0034	0,0024	0,0095
P2 - P3	0,24	0	2,1256	0,5101	95	0,2461	0,23	0,10	344	0,0034	0,0017	0,0113
P3 - P4	0,24	0	1,4830	0,3559	95	0,2461	0,23	0,10	344	0,0034	0,0012	0,0125
P4 - P5	0,24	0	0,6122	0,1469	95	0,2461	0,23	0,10	344	0,0034	0,0005	0,0130
P1 - P6	0,29	0	2,5286	0,7333	95	0,2461	0,23	0,10	344	0,0034	0,0025	0,0097
P6 - P7	0,24	0	2,2853	0,5485	95	0,2461	0,23	0,10	344	0,0034	0,0019	0,0115
P7 - P8	0,24	0	2,0305	0,4873	95	0,2461	0,23	0,10	344	0,0034	0,0017	0,0132
P8 - P9	0,24	0	1,2776	0,3066	95	0,2461	0,23	0,10	344	0,0034	0,0010	0,0142
P9 - P10	0,24	0	0,9316	0,2236	95	0,2461	0,23	0,10	344	0,0034	0,0008	0,0150
P10 - P11	0,24	0	0,3422	0,0821	95	0,2461	0,23	0,10	344	0,0034	0,0003	0,0153
CF - P12	0,44	0	1,4031	0,6174	95	0,2461	0,23	0,10	344	0,0034	0,0021	0,0021
P12 - P13	0,24	0	0,8898	0,2135	95	0,2461	0,23	0,10	344	0,0034	0,0007	0,0028
P13 - P14	0,48	0	0,7187	0,3450	95	0,2461	0,23	0,10	344	0,0034	0,0012	0,0040
P14 - P15	0,24	0	0,2624	0,0630	95	0,2461	0,23	0,10	344	0,0034	0,0002	0,0042
CF - P16	0,08	0	5,7227	0,4578	95	0,2461	0,23	0,10	344	0,0034	0,0016	0,0016
P16 - P17	0,48	0	5,5858	2,6812	95	0,2461	0,23	0,10	344	0,0034	0,0091	0,0107
P17 - P18	0,24	0	1,4069	0,3377	95	0,2461	0,23	0,10	344	0,0034	0,0012	0,0119
P18 - P19	0,22	0	0,9126	0,2008	95	0,2461	0,23	0,10	344	0,0034	0,0007	0,0125
P19 - P20	0,24	0	0,2586	0,0621	95	0,2461	0,23	0,10	344	0,0034	0,0002	0,0127
P19 - P21	0,19	0	0,2434	0,0462	95	0,2461	0,23	0,10	344	0,0034	0,0002	0,0127
P17 - P22	0,19	0	3,7416	0,7109	95	0,2461	0,23	0,10	344	0,0034	0,0024	0,0131
P22 - P24	0,14	0	3,2739	0,4583	95	0,2461	0,23	0,10	344	0,0034	0,0016	0,0147
P24 - P23	0,24	0	0,4487	0,1077	95	0,2461	0,23	0,10	344	0,0034	0,0004	0,0151
P24 - P25	0,24	0	2,5971	0,6233	95	0,2461	0,23	0,10	344	0,0034	0,0021	0,0168
P25 - P26	0,20	0	2,0001	0,4000	95	0,2461	0,23	0,10	344	0,0034	0,0014	0,0182
P26 - P27	0,20	0	1,3347	0,2669	95	0,2461	0,23	0,10	344	0,0034	0,0009	0,0191
P27 - P28	0,24	0	0,2015	0,0484	95	0,2461	0,23	0,10	344	0,0034	0,0002	0,0192
CF - P29	0,85	0	0,2776	0,2359	95	0,2461	0,23	0,10	344	0,0034	0,0008	0,0008
P29 - P30	0,21	0	0,1141	0,0240	95	0,2461	0,23	0,10	344	0,0034	0,0001	0,0009

Apêndice B

Tabela B. 8 – Perdas de energia mensal nos cabos elétricos para rede de distribuição em CA (kWh).

Referência	25 mm ²		35 mm ²		50 mm ²	
	D. Máx.	D. Méd.	D. Máx.	D. Méd.	D. Máx.	D. Méd.
CF - P1	0,8735	2,5270	0,6505	1,8817	0,4925	1,4247
P1 - P2	0,1428	0,4131	0,1063	0,3076	0,0805	0,2329
P2 - P3	0,0753	0,2177	0,0560	0,1621	0,0424	0,1228
P3 - P4	0,0366	0,1060	0,0273	0,0789	0,0207	0,0597
P4 - P5	0,0062	0,0181	0,0046	0,0134	0,0035	0,0102
P1 - P6	0,1287	0,3723	0,0958	0,2772	0,0726	0,2099
P6 - P7	0,0870	0,2517	0,0648	0,1874	0,0490	0,1419
P7 - P8	0,0687	0,1987	0,0511	0,1480	0,0387	0,1120
P8 - P9	0,0272	0,0787	0,0202	0,0586	0,0153	0,0443
P9 - P10	0,0145	0,0418	0,0108	0,0311	0,0082	0,0236
P10 - P11	0,0020	0,0056	0,0015	0,0042	0,0011	0,0032
CF - P12	0,0601	0,1739	0,0448	0,1295	0,0339	0,0981
P12 - P13	0,0132	0,0382	0,0098	0,0284	0,0074	0,0215
P13 - P14	0,0172	0,0498	0,0128	0,0371	0,0097	0,0281
P14 - P15	0,0011	0,0033	0,0009	0,0025	0,0006	0,0019
CF - P16	0,1818	0,5261	0,1354	0,3917	0,1025	0,2966
P16 - P17	1,0395	3,0072	0,7741	2,2393	0,5861	1,6954
P17 - P18	0,0330	0,0954	0,0246	0,0710	0,0186	0,0538
P18 - P19	0,0127	0,0368	0,0095	0,0274	0,0072	0,0207
P19 - P20	0,0011	0,0032	0,0008	0,0024	0,0006	0,0018
P19 - P21	0,0008	0,0023	0,0006	0,0017	0,0004	0,0013
P17 - P22	0,1846	0,5341	0,1375	0,3977	0,1041	0,3011
P22 - P24	0,1042	0,3013	0,0776	0,2244	0,0587	0,1699
P24 - P23	0,0034	0,0097	0,0025	0,0072	0,0019	0,0055
P24 - P25	0,1124	0,3250	0,0837	0,2420	0,0633	0,1832
P25 - P26	0,0555	0,1606	0,0414	0,1196	0,0313	0,0906
P26 - P27	0,0247	0,0715	0,0184	0,0533	0,0139	0,0403
P27 - P28	0,0007	0,0020	0,0005	0,0015	0,0004	0,0011
CF - P29	0,0045	0,0132	0,0034	0,0098	0,0026	0,0074
P29 - P30	0,0002	0,0005	0,0001	0,0004	0,0001	0,0003

Apêndice B

Tabela B. 9 – Perdas de energia mensal nos cabos elétricos para rede de distribuição em CC (kWh).

Referência	50 mm ²		70 mm ²		95 mm ²	
	D. Máx.	D. Méd.	D. Máx.	D. Méd.	D. Máx.	D. Méd.
CF - P1	0,7741	2,2395	0,5361	1,5509	0,3861	1,1169
P1 - P2	0,1266	0,3661	0,0876	0,2535	0,0631	0,1826
P2 - P3	0,0667	0,1930	0,0462	0,1336	0,0333	0,0962
P3 - P4	0,0325	0,0939	0,0225	0,0650	0,0162	0,0468
P4 - P5	0,0055	0,0160	0,0038	0,0111	0,0028	0,0080
P1 - P6	0,1141	0,3300	0,0790	0,2285	0,0569	0,1646
P6 - P7	0,0771	0,2230	0,0534	0,1545	0,0385	0,1112
P7 - P8	0,0609	0,1761	0,0422	0,1219	0,0304	0,0878
P8 - P9	0,0241	0,0697	0,0167	0,0483	0,0120	0,0348
P9 - P10	0,0128	0,0371	0,0089	0,0257	0,0064	0,0185
P10 - P11	0,0017	0,0050	0,0012	0,0035	0,0009	0,0025
CF - P12	0,0533	0,1541	0,0369	0,1067	0,0266	0,0769
P12 - P13	0,0117	0,0338	0,0081	0,0234	0,0058	0,0169
P13 - P14	0,0152	0,0441	0,0106	0,0305	0,0076	0,0220
P14 - P15	0,0010	0,0029	0,0007	0,0020	0,0005	0,0015
CF - P16	0,1612	0,4662	0,1116	0,3229	0,0804	0,2325
P16 - P17	0,9212	2,6650	0,6380	1,8456	0,4594	1,3291
P17 - P18	0,0292	0,0845	0,0202	0,0585	0,0146	0,0422
P18 - P19	0,0113	0,0326	0,0078	0,0226	0,0056	0,0163
P19 - P20	0,0010	0,0029	0,0007	0,0020	0,0005	0,0014
P19 - P21	0,0007	0,0020	0,0005	0,0014	0,0003	0,0010
P17 - P22	0,1636	0,4733	0,1133	0,3278	0,0816	0,2361
P22 - P24	0,0923	0,2670	0,0639	0,1849	0,0460	0,1332
P24 - P23	0,0030	0,0086	0,0021	0,0060	0,0015	0,0043
P24 - P25	0,0996	0,2881	0,0690	0,1995	0,0497	0,1437
P25 - P26	0,0492	0,1424	0,0341	0,0986	0,0245	0,0710
P26 - P27	0,0219	0,0634	0,0152	0,0439	0,0109	0,0316
P27 - P28	0,0006	0,0017	0,0004	0,0012	0,0003	0,0009
CF - P29	0,0040	0,0117	0,0028	0,0081	0,0020	0,0058
P29 - P30	0,0002	0,0005	0,0001	0,0003	0,0001	0,0002