



TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**Estudo de Viabilidade da Implementação  
de Microrredes no Brasil**

**Marcelo Barbosa Bitencourt**

**Brasília, Abril de 2022**

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA**

FACULDADE DE TECNOLOGIA

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA  
Faculdade de Tecnologia

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**Estudo de Viabilidade da Implementação  
de Microrredes no Brasil**

**Marcelo Barbosa Bitencourt**

*Trabalho de Conclusão de Curso submetida ao Departamento de Engenharia  
Elétrica como requisito parcial para obtenção  
do grau de Engenheiro Eletricista*

Banca Examinadora

Prof. Fernando Cardoso Melo  
ENE/UnB  
*Orientador*

\_\_\_\_\_

Prof. Anésio de Leles Ferreira Filho  
ENE/UnB  
*Examinador interno*

\_\_\_\_\_

Eng. Gabriel Helbourn Bastos  
*Examinador externo*

\_\_\_\_\_

## FICHA CATALOGRÁFICA

BITENCOURT, MARCELO

Estudo de Viabilidade da Implementaçãode Microrredes no Brasil [Distrito Federal] 2022.

xvi, 62 p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Engenheiro, Engenharia Elétrica, 2022).

Trabalho de Conclusão de Curso - Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica

1. Microrredes

2. Viabilidade

3. Sistema Elétrico

4. Geração Distribuída

I. ENE/FT/UnB

II. Título (série)

## REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

BITENCOURT, M. (2022). *Estudo de Viabilidade da Implementaçãode Microrredes no Brasil*. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 62 p.

## CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Marcelo Barbosa Bitencourt

TÍTULO: Estudo de Viabilidade da Implementaçãode Microrredes no Brasil.

GRAU: Engenheiro Eletricista ANO: 2022

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta Trabalho de Conclusão de Curso e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. Os autores reservam outros direitos de publicação e nenhuma parte dessa Trabalho de Conclusão de Curso pode ser reproduzida sem autorização por escrito dos autores.

---

Marcelo Barbosa Bitencourt

Depto. de Engenharia Elétrica (ENE) - FT

Universidade de Brasília (UnB)

Campus Darcy Ribeiro

CEP 70919-970 - Brasília - DF - Brasil

## **Dedicatória**

*Dedico este trabalho ao meu querido avô José Barbosa Pinto.*

*Marcelo Barbosa Bitencourt*



## **Agradecimentos**

*A Deus, meu amado Pai de infinito amor, que me dá e permite tudo que tenho e alcanço. Que sempre estará à frente de qualquer conquista que eu venha a realizar. Minha gratidão por tudo, hoje e sempre.*

*A meu avô, José Barbosa Pinto, por ter sido o maior incentivador dos meus estudos e desenvolvimento. Por mudar a história de sua família e proporcionar uma vida melhor para todos, refletindo em mim.*

*A meus pais, Márcio e Méria, por todo o amor que me dão e deram. Por todas as oportunidades que me proporcionaram de desenvolvimento, que me permitiram chegar onde estou hoje.*

*A meu irmão, Márcio Júnior, por crescer ao meu lado acreditando em mim e nas minhas conquistas. Por me inspirar em vários âmbitos da vida.*

*Aos grandes líderes que tive no início de minha jornada profissional: Alvaro Pessanha e Priscila Estricanholi, da XP Inc.; Renata Farias e Wellington de Lemos, da ANEEL; Helena Coutinho e Pedro Nunes, da ENETEC; Aluisio dos Santos, da Caixa Econômica Federal. Gratidão por todo o desenvolvimento que me proporcionaram, e por tornarem essa jornada mais leve e satisfatória.*

*Ao meu orientador, Prof. Fernando Cardoso Melo, por me introduzir ao tema, acompanhar com dedicação e presteza no desenvolvimento deste trabalho.*

*Marcelo Barbosa Bitencourt*

---

## RESUMO

O Brasil possui uma rede elétrica ampla e complexa, que contempla a maior parte do território e população nacional, sendo formado majoritariamente pelo Sistema Interligado Nacional (SIN) e alguns sistemas isolados em locais remotos. Apesar de esse sistema ter atendido a sociedade por um bom tempo, recentemente problemas em sua operação vêm se tornando evidentes de modo a trazerem oportunidades de melhorias no cenário elétrico brasileiro, abrindo espaço para se pensar em novas configurações de sistemas. Uma dessas possibilidades atuais é a de microrredes, cujo conceito tem evoluído de aplicações a sistemas isolados antigos a um conceito mais amplo de pequenas redes autossuficientes, de maior confiabilidade, gerenciamento inteligente e que podem operar ilhadas ou conectadas à rede. Pensando na abordagem mais moderna, estudos relacionados a elas estão crescendo mundialmente, e projetos pilotos estão sendo implementados em vários países, inclusive no Brasil. Neste trabalho é realizada uma fundamentação teórica sobre o tema, seguida da proposta uma análise de viabilidade da implementação de uma microrrede no Brasil, com o objetivo de se apresentar requisitos e vantagens econômicos, ambientais, técnicos e sociais atreladas à utilização dessa nova arquitetura.

**Palavras-chave:** Microrredes. Sistema Elétrico. Viabilidade. Geração Distribuída. Simulação. HOMER.

---

## ABSTRACT

Brazil has a wide and complex electrical grid, which covers most of the territory and national population, being formed mostly by the National Interconnected System (SIN) and some isolated systems in remote locations. Although this system has served society for a long time, problems have recently become evident in order to bring opportunities for improvement in the Brazilian scenario, opening space for thinking about new system configurations. One of these current possibilities is the use of microgrids, whose concept has evolved from applications to old isolated systems to a broader concept of a small self-sufficient grid, with greater reliability, intelligent management and that can operate either islanded or connected to the grid. Thinking about the most modern approach, studies related to them are growing worldwide, and pilot projects are being implemented in several countries, including Brazil. In this work, a theoretical foundation on the subject is carried out, followed by a proposal for a feasibility analysis of the implementation of a microgrid in Brazil, with the objective of presenting economic, environmental, technical and social requirements and advantages linked to the use of this new architecture.

**Keywords:** Microgrids. Electrical system. Viability. Distributed Generation. Simulation. HOMER.

# SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>1</b>
1.1	SUSTENTABILIDADE E A GERAÇÃO DE ENERGIA	2
1.2	FATORES SOCIOECONÔMICOS	5
1.3	EVOLUÇÃO TECNOLÓGICA ATUAL APLICADA AOS RECURSOS RENOVÁVEIS	7
1.4	OBJETIVOS DO PROJETO	8
1.4.1	OBJETIVOS GERAIS	8
1.4.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	8
1.5	CONTRIBUIÇÕES	8
<b>2</b>	<b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA</b>	<b>9</b>
2.1	DEFINIÇÕES	9
2.1.1	REDE ELÉTRICA INTELIGENTE	9
2.1.2	MICRORREDE	9
2.1.3	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	10
2.2	MICRORREDES NO MUNDO	11
2.3	IMPLANTAÇÃO DE MICRORREDES NO BRASIL	12
2.4	COMPONENTES DE UMA MICRORREDE	13
2.4.1	GERAÇÃO DE ENERGIA	15
2.4.2	ESTRUTURA FÍSICA PARA DISTRIBUIÇÃO E COMPENSAÇÃO DA ENERGIA GERADA	15
2.4.3	DISPOSITIVOS DE ARMAZENAMENTO	16
2.4.4	CARGAS	18
2.4.5	DISPOSITIVOS DE CONTROLE AVANÇADOS	19
2.5	TOPOLOGIAS DE UMA MICRORREDE	22
2.6	VANTAGENS E DESVANTAGENS ENTRE MICRORREDES E SISTEMA ELÉTRICO TRADICIONAL	25
2.7	CONSIDERAÇÕES FINAIS	26
<b>3</b>	<b>MATERIAIS E MÉTODOS</b>	<b>27</b>
3.1	INTRODUÇÃO	27
3.2	<i>software</i>	27
3.3	LOCAL DE IMPLANTAÇÃO	28
3.4	CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA NO LOCAL	31
3.5	RECURSOS ENERGÉTICOS NO LOCAL	34
3.6	CENÁRIOS DESEJADOS PARA A SIMULAÇÃO	34
3.7	TECNOLOGIAS	36
3.8	CUSTOS DOS COMPONENTES E TARIFAS	37

3.9	CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	39
<b>4</b>	<b>ESTUDO DE CASO .....</b>	<b>41</b>
4.1	CENÁRIO 1: PRIMEIRA SIMULAÇÃO A PARTIR DA INSERÇÃO DOS PARÂMETROS EXPOSTOS .....	41
4.1.1	ANÁLISE DOS DADOS .....	43
4.2	CENÁRIO 2: SIMULAÇÃO DA MICRORREDE DESCONECTADA À REDE .....	44
4.2.1	ANÁLISE DOS DADOS .....	46
4.3	CENÁRIO 3: SIMULAÇÃO DA MICRORREDE CONECTADA À REDE COM RESTRIÇÕES ADICIONAIS .....	47
4.3.1	QUANTIDADE MÍNIMA DE BATERIAS .....	47
4.3.2	QUANTIDADE MÍNIMA DE MÓDULOS SOLARES .....	48
4.3.3	QUANTIDADE MÁXIMA DE TURBINAS EÓLICAS .....	49
4.3.4	SIMULAÇÃO.....	49
4.3.5	ANÁLISE DOS DADOS .....	51
4.3.6	ANÁLISE ECONÔMICO DE LONGO PRAZO DA MICRORREDE DEFINIDA PARA O PROJETO .....	52
4.3.7	ANÁLISES DE SENSIBILIDADE.....	53
4.4	CONSIDERAÇÕES GERAIS.....	57
<b>5</b>	<b>CONCLUSÕES .....</b>	<b>59</b>
5.1	TRABALHOS FUTUROS .....	60
	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>61</b>

# LISTA DE FIGURAS

1.1	Matriz Energética Brasileira 2020. Fonte (BEN, 2021).....	2
1.2	Projeção de expansão em capacidade e em energia da Micro e Minigeração Distribuída. Fonte (EPE 2021).....	6
2.1	Configuração típica de uma microrrede. Fonte (Bellido 2018).....	14
2.2	Configurações típicas dos sistemas de armazenamento. Fonte (Bellido 2018).....	17
2.3	Projeção de custos para baterias de lítio. Fonte (Cole, Frazier e Augustine 2021). ..	18
2.4	Controle centralizado. Fonte (Souza et al. 2019).....	19
2.5	Controle descentralizado. Fonte (Souza et al. 2019) .....	20
2.6	Controle hierárquico. Fonte (Zamora e Srivastava 2010).....	21
2.7	Configurações quanto ao modo de operação dos conversores; (a) formador de rede; (b) alimentador de rede; (c) de suporte à rede com regulação de tensão; (d) de suporte à rede com regulação de corrente. Fonte (Monshizadeh et al. 2016).....	22
2.8	Modelo simplificado de uma Microrrede CC operando em modo ilhado. Fonte (Pagano e Cristiano 2015). .....	23
2.9	Modelo simplificado de uma Microrrede CA operando em modo ilhado. Fonte (Narvaez et al. 2015).....	24
2.10	Modelo simplificado de uma Microrrede híbrida operando em modo conectado. Fonte (Hofer, Svetozarevic e Schlueter 2017). .....	25
3.1	Mapa da APA de Itacaré. Fonte (Bahia 1993). .....	30
3.2	Centro de Itacaré, visão de satélite. Fonte (Google Earth). .....	31
3.3	Perfis padrões do <i>HOMER</i> para as cargas da microrrede. Fonte ( <i>HOMER</i> , 2022). ..	35
4.1	Fluxo de caixa acumulado do projeto de microrrede em Itacaré. Fonte ( <i>HOMER</i> 2022).....	52
4.2	Fluxo de caixa anual do projeto de microrrede em Itacaré. Fonte ( <i>HOMER</i> 2022)..	53
4.3	Análise de sensibilidade variando custos do sistema fotovoltaico e das baterias de lítio. Fonte ( <i>HOMER</i> 2022).....	54
4.4	Análise de sensibilidade variando custos do sistema fotovoltaico e aumentando taxa de juros atual. Fonte ( <i>HOMER</i> 2022). .....	55
4.5	Análise de sensibilidade variando custos do sistema fotovoltaico e diminuindo taxa de juros atual. Fonte ( <i>HOMER</i> 2022). .....	56

## LISTA DE TABELAS

2.1	Vantagens e desvantagens entre microrredes e redes elétricas convencionais. Fonte (Elaboração Própria).....	26
3.1	Recursos solar e eólico de Itacaré (latitude: 14,301° S; longitude: 39,049° O). Fonte (CRESESB 2018). ....	34
3.2	Resumo de custos de projeto de sistema eólico utilizando turbinas de 2,8 MW. Fonte (Stehly e Duffy 2021). ....	38
3.3	Resumo de custos de projeto de sistema fotovoltaico. Fonte (Elaboração Própria). .	39
4.1	Principais arranjos da microrrede para o Cenário 1. Fonte (Elaboração Própria).....	41
4.2	Comparação econômica para implantação e operação de cada um dos arranjos do Cenário 1. Fonte (Elaboração Própria). ....	42
4.3	Principais arranjos da microrrede para o Cenário 1. Fonte (Elaboração Própria).....	45
4.4	Comparação econômica para implantação e operação de cada um dos arranjos do Cenário 2. Fonte (Elaboração Própria). ....	45
4.5	Principais arranjos da microrrede para o Cenário 3. Fonte (Elaboração Própria).....	49
4.6	Comparação econômica para implantação e operação de cada um dos arranjos do Cenário 1. Fonte (Elaboração Própria). ....	50

# LISTA DE SIGLAS

## Siglas

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
APA	Área de Proteção Ambiental
BEN	Balanço Energético Nacional
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
COE	Custo Nivelado de Energia
CREG	Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GD	Geração Distribuída
GEE	Gases de Efeito Estufa
GWh	Gigawatt-hora
Hz	Hertz
HFAC	High frequency alternating current
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IEEE	Institute of Electrical and Electronic Engineers
kW	Quilowatt
kWh	Quilowatt-hora
m/s	metros por segundo
MME	Ministério de Minas e Energia
NREL	Laboratório Nacional de Energias Renováveis
ONS	Operador Nacional do Sistema
O&M	Operação e Manutenção
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
RED	Recursos Energéticos Distribuídos
REI	Redes Elétricas Inteligentes
REN	Resolução Normativa
SIN	Sistema Interligado Nacional
UF	Unidade Federativa

# 1 INTRODUÇÃO

A sociedade brasileira atual é indiscutivelmente dependente do consumo de energia elétrica, em todos os fins de utilização: residencial, industrial ou comercial. Para atender uma carga total tão alta, com um consumo final de aproximadamente 475,65 TWh para o ano de 2020, segundo dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE 2021), a necessidade de um sistema elétrico robusto e confiável fica evidente. Necessidade esta que se reforça quando analisamos a extensão territorial do Brasil e sua diversidade climática, que demanda o uso de diferentes fontes de geração de energia para suprir o abastecimento da população.

Dessa forma, o Sistema Interligado Nacional (SIN) é hoje o sistema responsável pela geração e transmissão de energia elétrica do Brasil, composto por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte. É composto predominantemente por usinas de fonte hídrica, térmica, eólica e solar, com múltiplos agentes de geração responsáveis por elas. Hoje, a participação ainda é liderada pelas hídricas, segundo dados do Ministério de Minas e Energia (MME).

Seus sistemas de transmissão bastante extensos são responsáveis pela integração das diversas usinas e o mercados consumidor, tornando viável também a coordenação, supervisão e controle da rede por parte do Operador Nacional do Sistema (ONS). Essa operação torna possível o abastecimento simultâneo de todas as regiões contempladas pelos subsistemas, mesmo que uma ou mais delas estejam momentaneamente com uma geração insuficiente para o abastecimento dos consumidores. Esse é um serviço primordial para a ininterruptabilidade do abastecimento de energia em uma extensão territorial tão grande como a do Brasil.

Apesar de o SIN abastecer grande parte do território nacional, algumas regiões não o são, necessitando um sistemas elétricos próprios para atendê-las. Estes são chamados Sistemas Isolados, concentrados predominantemente na região Norte. Eles se encontram, geralmente, em regiões mais remotas, e são desconexos do SIN por questões técnicas ou econômicas.

Outro órgão de destaque no cenário energético brasileiro é a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Responsável principalmente por regular e fiscalizar o setor elétrico, foi criada como autarquia em regime especial vinculada ao Ministério de Minas e Energia por meio da Lei nº 9.427/1996 e do Decreto nº 2.335/1997. Também, por intermédio dela, o consumidor tem segurança de uma cobrança justa em sua conta de energia, visto que ela estabelece as tarifas de consumo no território nacional.

A estrutura exposta vem tornando possível o abastecimento de energia elétrica no Brasil nos últimos tempos, tendo sido criados em 1998 o ONS (Lei 9.648/98) e o SIN (REN 351/98 do MME). Porém, diante de mudanças significativas recentes em um contexto geral, como a notória evolução tecnológica, preocupações ambientais e com o bem-estar social, além da contínua transformação da matriz energética brasileira caracterizada pelo crescimento de geração com fontes



intermitentes, uma nova arquitetura ganha espaço para ser implementada. Assim, as redes elétricas inteligentes chegam como possível solução para suprir necessidades atuais do sistema elétrico brasileiro, e trazer mais robustez, confiabilidade, ininterruptabilidade e praticidade para o consumidor final.

Nas sessões a seguir, serão apresentadas algumas questões que as mudanças expostas anteriormente trouxeram à tona, além de situações que ameaçam um bom funcionamento do atual sistema elétrico brasileiro.

## 1.1 SUSTENTABILIDADE E A GERAÇÃO DE ENERGIA

Um dos temas mais discutidos hoje no âmbito de ações governamentais para melhoria da qualidade de vida presente e futura é, sem dúvidas, o de sustentabilidade. Encontrar soluções energéticas de menor impacto ambiental possível é não mais uma questão diferencial, mas sim essencial.

Segundo dados do Balanço Energético Nacional (BEN), temos hoje a matriz elétrica brasileira composta da seguinte maneira (BEN 2021):

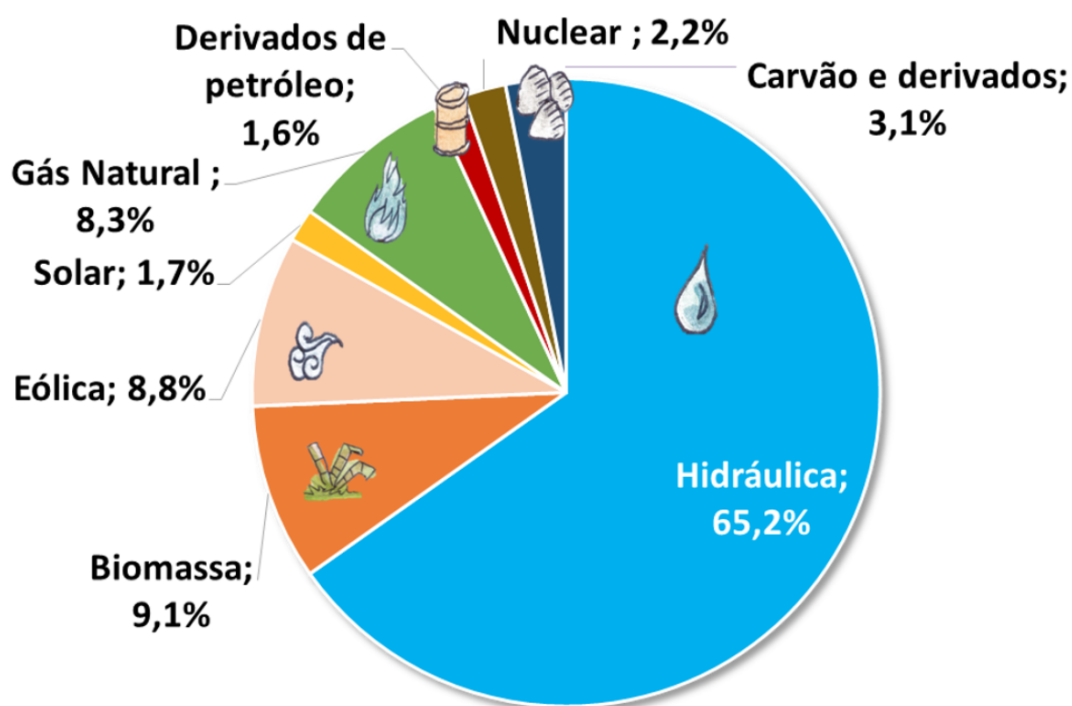


Figura 1.1: Matriz Energética Brasileira 2020. Fonte (BEN, 2021).

Pode-se notar pela Figura 1.1 a enorme importância da geração hidráulica para o sistema elétrico brasileiro, sendo esta a base do abastecimento elétrico por quase todo o território. Essa predominância, porém, traz um lado negativo, que é o de dependência deste tipo de geração.

Quando há períodos longos de seca em algumas regiões do país, a indisponibilidade hídrica e, conseqüentemente, dificuldade de geração trazem a necessidade de ações que desestimulem o consumo de energia por parte da sociedade para evitar a falta de energia, como a implementação de bandeiras tarifárias.

As bandeiras tarifárias, definidas pela ANEEL, basicamente indicam se haverá um acréscimo no valor da energia cobrada do consumidor final, baseada na dificuldade de geração do mês. Representada pelas cores do semáforo, são compostas pelas seguintes modalidades (ANEEL 2021):

- Bandeira verde: condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo;
- Bandeira amarela: condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$0,01874 para cada quilowatt-hora (kWh) consumido;
- Bandeira vermelha - Patamar 1: condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$0,03971 para cada quilowatt-hora (kWh) consumido;
- Bandeira vermelha - Patamar 2: condições ainda mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$0,09492 para cada quilowatt-hora (kWh) consumido;
- Bandeira escassez hídrica: esta é a mais recente das bandeiras, criada como um patamar excepcional. Foi determinada Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (CREG) devido ao grave nível de escassez hídrica, e valerá de setembro de 2021 a abril de 2022. A tarifa sofre acréscimo de R\$0,1420 para cada quilowatt-hora (kWh) consumido.

Além disso, por mais que as hidrelétricas sejam bem menos poluentes que outras usinas, como termelétricas, elas também causam impacto ambiental. Dentre os principais, segundo dados da EPE, estão a inundação, supressão vegetal nativa e interferência em povos e territórios indígenas (EPE 2020).

Vale ressaltar que o Brasil vem sofrendo uma crise hídrica, o que agrava esse quadro. Segundo dados da MapBiomass, o Brasil perdeu 15,7% da sua superfície de água nos últimos 30 anos, o que representa 3,1 milhões de hectares (MapBiomass 2021). Diante de dificuldades de geração de fontes hídricas para suprir a necessidade do consumidor, torna-se essencial uma maior diversificação das fontes de geração atuais, com foco na sustentabilidade, evitando usinas poluentes e impactantes ao meio ambiente.

Agora, analisando as termelétricas, que tem grande relevância no cenário energético brasileiro somando-se todas as fontes (25,3%), há um outro ponto preocupante: da poluição atmosférica. A geração de energia em usinas termelétricas tem como principal interferência socioambiental a emissão de poluentes atmosféricos e gases de efeito estufa (GEE), além da destinação de efluentes e resíduos e o consumo de água. Hoje, com atenção mundial em questões do aquecimento global, que já elevou a temperatura média global em, aproximadamente, 1°C acima dos níveis

pré-industriais (Souza et al. 2019), ressalta-se a importância da utilização de opções mais sustentáveis de geração de energia.

Com relação às usinas term nucleares, um outro ponto negativo a ser citado é a formação de resíduos radioativos. Isso porque eles apresentam elevada periculosidade, levando risco para a mão de obra destas usinas e população local. Para gerenciá-los e mitigar esses riscos, hoje existe legislação específica com sujeição a fiscalização, além de acompanhamentos no licenciamento ambiental e licenciamento nuclear das atividades (EPE 2020).

Agora, analisando-se a terceira e quarta fontes mais relevantes no cenário energético brasileiro - eólica e solar -, é possível se encontrar grandes oportunidades de desenvolvimento sustentável. Em crescente expansão, ambas são fontes renováveis, abundantes e intermitentes, de baixo impacto ambiental para implementação das usinas, e que não emitem gases poluentes no processo de geração de energia.

Tratando-se das usinas eólicas, estas possuem grande potencial de crescimento na matriz energética brasileira. O grande potencial eólico do Brasil permite isso, tanto em terra firme, para as usinas *onshore*, quanto em alto-mar, para as usinas *offshore*. Seu impacto ambiental costuma se restringir a supressão vegetal para instalação das usinas, podendo serem implementadas em áreas sem vegetação (como dunas) de modo a reduzir esse impacto. Além disso, é possível haver uma pequena interferência na fauna das regiões onde essas usinas operam pela colisão de aves com as pás e torres dos aerogeradores e morte de morcegos por barotrauma.

Assim como as eólicas, as usinas fotovoltaicas também tem grande potencial de exploração pela extensão territorial do país, sua localização e grande incidência de luz solar em seu território. Bastante utilizada para a micro e minigeração distribuída, a fonte solar vem ganhando espaço de forma crescente no cenário brasileiro, principalmente com a evolução tecnológica dos módulos solares e sua popularização. Seus impactos no ambiente são relacionados a supressão vegetal para instalação das usinas, possível grande necessidade hídrica para limpeza frequente dos painéis em regiões mais secas e geração de resíduos com descarte inadequado das placas fotovoltaicas, visto seu curto tempo de vida quando relacionadas a outras tecnologias.

Considerando o que foi exposto a respeito de usinas de fonte solar e eólica, unido ao fato de que as microrredes foram impulsionadas pela geração distribuída (Souza et al. 2019), essa nova configuração vem ganhando espaço de implementação. No âmbito da sustentabilidade, o aumento da geração com esses tipos de usinas traria um menor impacto ambiental para instalação que as hidrelétricas, e uma poluição por gases poluentes nula frente à grande poluição gerada pelas termelétricas.

Apesar do indiscutível lado positivo em questões ambientais trazidos pelo aumento da utilização de geração elétrica por fontes intermitentes, essa transição também traria alguns desafios. O principal seria em relação à grande necessidade de uso de baterias para armazenamento de energia na configuração das microrredes (será abordado mais especificamente na seção 2.3). A utilização em massa de baterias traria a necessidade de um descarte da maneira mais adequada possível de modo a trazer menor impacto, além de se realizar o reaproveitamento de baterias e

seus componentes, sempre que possível.

## 1.2 FATORES SOCIOECONÔMICOS

Pensando, ainda, em fatores socioeconômicos para a adoção de novas configurações da matriz energética brasileira, encontra-se pontos que reforçam essa possível mudança. Considerando o cenário apresentado na seção anterior e ilustrado na figura 1.1, com usinas de fonte hidráulica representando 65,2% da geração de energia elétrica, reforça-se a motivação para se diminuir a dependência de usinas dessa fonte.

Hoje, a interferência em terras e povos indígenas se configura como um dos principais impasses que desafiam a expansão de hidrelétricas, PCHs e CGHs no Brasil (EPE 2020). A implantação desses tipos de geradores traz grandes probabilidades de causar alterações, ainda que pequenas, no modo de vida de povos próximos. E a sensibilidade dos mesmos é reconhecida e defendida pela legislação vigente, que busca garantir seus direitos e disciplinar o uso de recursos em suas terras ou próximas a elas.

Sendo assim, diminuir a dependência dessas fontes traria vantagens ainda no âmbito social. Evitaria a interferência no modo de vida de povos indígenas e, ainda, de populações ribeirinhas que se beneficiam de alguma forma de rios em suas proximidades.

Considerando, também, a crise hídrica abordada na seção 1.1, fica claro que depender majoritariamente da fonte hidráulica traz grandes riscos de momentos de falta. Diversificar a matriz traria, conseqüentemente, maior confiabilidade na rede elétrica, trazendo benefícios socioeconômicos. Uma alta confiabilidade da rede elétrica traz um abastecimento contínuo das unidades consumidoras contempladas por ela, permitindo eficiência no funcionamento de indústrias e comércios e trazendo, conseqüentemente, maior produtividade e retorno econômico. Sendo assim, é uma característica que beneficia do consumidor final à rede em si, incluindo a concessionária de energia.

Além de se evitar o lado negativo da manutenção da configuração atual da matriz energética, repensá-la também pode trazer impactos socioeconômicos positivos. Expandir a geração por fonte eólica e solar através da micro e minigeração distribuída traria excelentes benefícios financeiros para os consumidores de baixa tensão. Isso porque a economia gerada na fatura de energia pode ser bastante significativa, sendo possível praticamente zerar seu valor - não se zera porque no mínimo é cobrado o custo de disponibilidade (ANEEL 2016).

Apesar de a Geração Distribuída possuir grande importância no setor elétrico e vir crescendo constantemente já há algum tempo, não havia uma lei própria que garantisse a segurança jurídica necessária para os agentes que atuam no segmento e que pudessem garantir seu crescimento sustentável. Porém, no dia 7 de janeiro de 2022 foi sancionada a lei que institui o marco legal da micro e minigeração distribuída (Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022). Dessa forma, pode-se esperar a continuidade do crescimento dessa modalidade de geração por parte dos consumidores,

trazendo benefícios para rede elétrica como um todo.

Ainda, com o grande crescimento da geração distribuída, o mercado de geradores fotovoltaicos e eólicos tem crescido cada vez mais. Junto a isso, novas tecnologias têm permitido a fabricação de materiais com custo menor, e maior eficiência. Assim, a competitividade aumenta, e os preços ficam cada vez mais acessíveis aos consumidores, de modo a incentivar cada vez mais a implantação de pequenas usinas em suas unidades consumidoras.

Principalmente por ser tão vantajosa ao consumidor, trazendo um retorno do investimento bastante rápido, o cenário de projeção de expansão da geração distribuída se mantém otimista. Para se ilustrar as perspectivas futuras de crescimento dessa modalidade de geração, serão apresentados dados da EPE referentes ao plano decenal de expansão de energia para 2031:



Figura 1.2: Projeção de expansão em capacidade e em energia da Micro e Minigeração Distribuída. Fonte (EPE 2021).

São previstos, ao final do horizonte decenal, aproximadamente 37 GW de potência instalada acrescida, Além disso, a fonte solar responde por cerca de 93% de toda essa expansão, continuando como a principal fonte desse segmento (EPE 2021). Dessa forma, espera-se a continuidade do crescimento da implantação de pequenas usinas como micro e minigeração distribuída, trazendo economia e bom retorno financeiro no investimento para os consumidores.

### 1.3 EVOLUÇÃO TECNOLÓGICA ATUAL APLICADA AOS RECURSOS RENOVÁVEIS

Avanços recentes e expressivos na tecnologia empregada no setor elétrico se configuram como mais um fator que reforça a possibilidade de se implementar microrredes no Brasil. Dentre esses avanços, destaca-se os da Eletrônica de Potência, área que trata da aplicação de dispositivos semicondutores de potência na conversão e controle de energia elétrica em níveis elevados de potência. É uma tecnologia considerada, portanto, interdisciplinar que envolve os campos da potência, eletrônica e controle (Ahmed 2000).

A Eletrônica de Potência possui a importância de ser aplicada em estratégias eficazes de controle, desde a produção até o consumo final de energia elétrica. Ela passa, portanto, pela geração, transmissão e distribuição, impactando diretamente na qualidade do consumo final. Com uma aplicabilidade bastante ampla, torna-se essencial para um funcionamento eficiente e bem controlado do sistema elétrico. Diante disso, avanços dessa tecnologia tornam possível a materialização de redes elétricas inteligentes, principalmente quando aplicada na Geração Distribuída (Souza et al. 2019).

Explicitando a relevância da evolução tecnológica desses dispositivos, a fabricação de itens de menor tamanho e maior robustez e eficiência, agregados a métodos avançados de controle, permitem a implementação de diversas configurações de microrredes (Souza et al. 2019) - conceito que será mais explorado no Capítulo 2, mas configura-se, basicamente, como uma "célula" de uma rede elétrica inteligente. Possibilitam, ainda, um gerenciamento de energia mais adequado delas. Sendo assim, torna-se mais uma grande motivação para se pensar na adoção de uma nova configuração de sistemas elétricos.

Pensando-se ainda em tecnologia, mas de outros âmbitos além da Eletrônica de Potência, é possível se obter mais fatores que fomentam a implementação de novas arquiteturas. Com a evolução de telecomunicações (especialmente internet), computadores, automatização e do próprio conhecimento proveniente da engenharia, torna-se viável pensar numa estrutura de rede elétrica de comunicação rápida, confiável e automatizada, o que não era possível com recursos tecnológicos mais arcaicos de anos atrás.

Por fim, vale citar também, o quanto o consumidor final se beneficia com a evolução da tecnologia. O surgimento de dispositivos como medidores inteligentes, que já se encontram disponíveis no mercado, permitem tanto um melhor controle e otimização do consumo pelo próprio cliente, quanto um fornecimento mais inteligente pela distribuidora. Sendo assim, torna-se uma solução bastante sustentável, que poderia integrar a unidade consumidora à rede, de modo a beneficiar o consumidor final e melhorar a eficiência do sistema elétrico como um todo.

## **1.4 OBJETIVOS DO PROJETO**

### **1.4.1 Objetivos Gerais**

O presente trabalho tem como objetivo apresentar características gerais de uma microrrede, aprofundando-se nas partes nas suas características, modos de operação e vantagens. Tendo sido trazidas motivações para se considerar a implementação dessa configuração de sistema nas seções anteriores, serão abordados os requisitos necessários para a sua implementação, desde aspectos técnicos, até socioeconômicos e ambientais.

### **1.4.2 Objetivos específicos**

Ainda, de maneira mais específica, será realizada uma análise qualitativa da viabilidade de implementação de uma microrrede, com abordagem detalhada dos requisitos necessários. Para tal, será realizado um estudo de caso contemplando uma extensão territorial a nível de uma cidade brasileira, de modo a se realizar uma simulação da implementação e operação de uma microrrede no local, contemplando todo o abastecimento de energia elétrica, considerando-se operação em modo ilhado e integrado à rede. As características e requisitos do sistema em estudo serão apresentadas nos capítulos 3 e 4, explorando-se as motivações para escolha de cada um deles.

## **1.5 CONTRIBUIÇÕES**

Pensando nas contribuições trazidas pelo presente trabalho, o mesmo conterá um estudo de viabilidade de implementação de uma microrrede contida numa suposta rede elétrica inteligente, tendo sua operação ilustrada por software dedicado a simulação de sistemas elétricos, com análise qualitativa de seus resultados.

Dessa forma, o presente trabalho é capaz de servir de base teórica para um futuro projeto de implementação de uma microrrede em uma extensão territorial e com perfil de consumo próximos ao do presente estudo de caso. Ainda, trará exemplo de uma topologia possível e adequada a ser adotada, podendo possivelmente ser replicada de forma próxima num hipotético futuro projeto.

## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

### 2.1 DEFINIÇÕES

Para se explorar melhor as oportunidades trazidas por microrredes e redes elétricas inteligentes em se tratando dos fatores apresentados no capítulo anterior, serão trazidos alguns conceitos e definições de termos que fazem parte do contexto dessas configurações de sistemas elétricos. Como muitos desses termos possuem amplas abordagens e muitas vezes falta consenso em relação às suas definições, cada um deles será apresentado como subtópico a seguir.

#### 2.1.1 Rede elétrica inteligente

As Redes Elétricas Inteligentes (REI), também conhecidas como *smart grids*, se configuram como redes elétricas que utilizam tecnologia avançada (como da Eletrônica de Potência, abordada na seção 1.3) para controle e gerenciamento do transporte de eletricidade em tempo real, com bidirecionalidade do fluxo de energia e de informações entre o sistema de distribuição de energia e o consumidor final (CGEE 2012). Essas redes são compostas por pequenos "blocos" que formam um sistema elétrico maior, a própria REI, chamados microrredes - que terão seu conceito explorado na próxima subseção.

A implementação das Redes Elétricas Inteligentes possivelmente sanaria problemas abordados nas seções anteriores, podendo ser configurada como uma arquitetura alternativa ao sistema elétrico tradicional de bastante eficiência, além de abrir a possibilidade de novos mercados. Desta forma, se apresenta como uma forte tendência de modernização do sistema elétrico em diversos países, incluindo o Brasil (CGEE 2012).

#### 2.1.2 Microrrede

O conceito de microrredes é muito amplo, havendo diversas abordagens. Falta consenso, atualmente, sobre o que caracteriza de fato uma microrrede (Souza et al. 2019). Porém, algumas características são bem comuns a elas, e serão abordadas aqui.

Primeiramente, vale ressaltar que o conceito de microrredes já é discutido há um bom tempo, havendo boas abordagens na literatura, mesmo sem considerar alguns aspectos mais modernos de tecnologia e conhecimento, no caso de documentos mais antigos. Um conceito trazido em 2002 pelo IEEE, e com bastante atualidade nas ideias, é exemplificado a seguir:

O conceito de microrredes pressupõe um conjunto de cargas e microfones operando como um sistema único controlável que fornece energia e calor para sua área local. Este conceito traz um novo paradigma para definir a operação de geração distribuída. Na prática, microrrede pode ser considerado uma célula controlada do sistema de energia. Exemplificando, esta célula pode ser



controlada como uma única carga despachável, que pode responder em segundos de modo a atender às necessidades do sistema de transmissão. Pode ser projetada para atender às necessidades especiais dos clientes, tais como: aumentar a confiabilidade local, reduzir as perdas do alimentador, suportar tensões locais, fornecer maior eficiência através do uso de calor residual, correção de queda de tensão ou fornecer funções de fonte de alimentação ininterrupta. (Lasseter 2002),

Conforme citado na definição de Redes Elétricas Inteligentes, muitos autores atribuem como característica delas serem formadas por microrredes, consideradas "blocos de construção das REI"(Bellido 2018). Assim, seriam conectadas à rede e controladas de forma inteligente por meio de tecnologia avançada, trazendo as características já apresentadas das REI.

Buscando características importantes e comuns de microrredes nas abordagens mais modernas, e pensando de fato nelas como células de uma Rede Elétrica Inteligente, alguns pontos são destacados:

- São compostas por Recursos Energéticos Distribuídos (RED) e cargas, localizados próximos uns dos outros;
- Fluxo de energia e de informações entre o sistema de distribuição de energia e o consumidor final (também gerador) são bidirecionais;
- Presença de duas ou mais fontes de Geração Distribuída por microrrede - a conexão de apenas uma fonte caracterizaria o chamado sistema isolado;
- Capacidade de armazenamento de energia de maneira local;
- Capacidade de operação conectada à rede ou ilhada.

Em relação a topologias existentes, componentes de uma microrrede e modos de operação, serão assuntos aprofundados no Capítulo 2.

### **2.1.3 Geração distribuída**

A geração distribuída, modalidade de geração de energia elétrica que engloba a micro e minigeração distribuída, é definida como:

Geração própria de energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada, com possibilidade de fornecimento do excedente para a rede de distribuição de sua localidade. (ANEEL 2015).

#### **2.1.3.1 Microgeração distribuída**

Segundo Resolução Normativa 482 da ANEEL, que estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, dentre outras providências, a microgeração distribuída é definida como:

Central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. (Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015).

### 2.1.3.2 Minigeração distribuída

Ainda segundo REN 482 da ANEEL, a minigeração distribuída é definida como:

Central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5MW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. (Redação dada pela REN ANEEL 786, de 17.10.2017).

## 2.2 MICRORREDES NO MUNDO

Da definição de microrredes elétricas explorada no capítulo anterior, tendo as características de proximidade entre geradores e cargas, e da implementação em região pequena (comparada a redes elétricas tradicionais) e delimitada, é notável elas não configuram uma arquitetura inovadora. Isso porque os primeiros sistemas elétricos do mundo já possuíam essas características - além de operarem necessariamente ilhados (Souza et al. 2019). Então, os sistemas tradicionais surgiram e foram evoluindo, até que, com discussões acerca de fatores já apresentados anteriormente, há sentido em se repensar na utilização dessas microrredes integradas às redes elétricas inteligentes ou às convencionais. Porém, pensando-se no conceito moderno dessas microrredes - integradas, flexíveis e controláveis -, ainda estão em estudo e desenvolvimento, sendo praticamente inexistentes fora do laboratório (Bellido 2018), (Hossain et al. 2014).

Agora, desconsiderando-se o fato da integração a redes elétricas inteligentes, e pensando nas microrredes já implementadas e em funcionamento pelo mundo, há diversas suprindo o abastecimento de suas regiões com sucesso, de diferentes níveis de capacidade de geração e diferentes topologias (CC, CA ou híbridas, centralizadas ou descentralizadas, integradas ou ilhadas). Além disso, já se encontram microrredes em funcionamento em diferentes países e continentes, desde locais mais desenvolvidos estruturalmente, até os mais remotos. Um exemplo de microrrede em um local bem remoto é a do projeto de Mt. Newall, na Antártica, implementada em 2002. Tem uma capacidade de geração de 10 kW, operando em CA, com geração fotovoltaica, eólica e térmica a diesel (Bellido 2018).

Trazendo, agora, microrredes mais conhecidas e de diferentes tipos de tensão em suas topologias, temos:

- Prisão de Santa Rita (EUA): com operação iniciada em 2002 e acontecendo até hoje, possui uma demanda total de 3 MW (pico). Possui como geradores sistemas fotovoltaicos, turbinas

eólicas e geradores térmicos a diesel. Armazena energia em baterias, e opera com tensão em CA;

- Universidade de Texas Arlington (EUA): implementada em 2011, tem uma capacidade instalada de aproximadamente 1,2 MW. Possui como geradores sistemas fotovoltaicos, turbinas eólicas e geradores térmicos a diesel. Armazena energia em baterias, e opera com tensão em CC;
- Microrrede de Sendai (Japão): com operação de 2007 a 2008 contemplando a cidade de Sendai mais o Campus da Universidade de Tohoku Fukushi (localizado na própria cidade), e de 2009 a hoje contemplando somente a universidade, possui uma demanda total de 1,17 MW (pico) somente da universidade, e 1,59 MW (pico) da universidade somada à cidade. Possui como geradores sistemas fotovoltaicos e geradores térmicos a gás natural. Armazena energia em baterias de chumbo ácido, e opera com tensão híbrida (CA e CC), para diferentes tipos de carga.

Vale ressaltar que essas microrredes foram implementadas há um tempo considerável, sendo projetadas para atenderem os lugares específicos citados. Sendo assim, podem não ter sido pensadas inicialmente como parte de uma rede elétrica inteligente, com controle e gerenciamento de energia centralizado, mas cumprem com sucesso a função para a qual foram instaladas. Além disso, apresentam alta confiabilidade até o momento - a microrrede de Sendai, por exemplo, inclusive operou no modo ilhado na maior parte dos dois dias de apagão após terremoto e tsunami no Japão (março de 2011), fornecendo energia elétrica ininterrupta em CC, energia elétrica em CA e térmica para o hospital e energia elétrica em CA para outras cargas.

### **2.3 IMPLANTAÇÃO DE MICRORREDES NO BRASIL**

As microrredes, conforme conceito explorado neste trabalho - com integração ao sistema elétrico e capacidade de operar ilhada -, têm crescido muito ao redor do mundo, mas realmente são muito recentes. Países que já as implementaram estão, em sua maioria, em estágio inicial de operação, e muitos outros estão dedicando esforços para implementá-las, seja como projeto piloto, seja como um dos primeiros projetos. O último caso citado é o do Brasil, que apesar de ter diversas regiões que fazem parte do sistema isolado (configurados como microrredes nos conceitos mais amplos existentes), não possui microrredes construídas com a intenção de integrarem, um dia, uma rede elétrica inteligente, ou um sistema elétrico mais complexo. A intenção com que os sistemas isolados existentes hoje foram implementados foi simplesmente a de suprir a demanda local da região que contemplam. Além disso, os mesmos não possuem todas as características comuns às microrredes que foram exploradas em seu conceito.

Porém, assim como em países com maior desenvolvimento científico nas áreas de engenharia (principalmente elétrica), as microrredes já estão no radar de instalação no Brasil, já havendo projetos pilotos em implantação e começando a surgir certas regulamentações para adoção dessa

arquitetura. Reforça-se novamente que essa configuração é relativamente nova, e o surgimento de regulamentações que sustentam sua adoção de maneira padronizada configura grande avanço no cenário de expansão dessas microrredes, de forma a garantir maior sustentabilidade dessa solução.

Um exemplo de regulamentação já existente no Brasil que contempla o assunto estudado é o edital da COPEL Distribuição S.A. "Chamada Pública COPEL DIS GD 001/2020 - Compra de Energia Elétrica de Geração Distribuída". Conforme o documento, seu objeto é:

2.1. Constitui objeto desta CHAMADA PÚBLICA a aquisição, pela COPEL DIS, de energia elétrica proveniente de GERAÇÃO DISTRIBUÍDA (GD), para a implantação e constituição de MICRORREDES, exclusivamente para localidades delimitadas nesta CHAMADA PÚBLICA dentro da área de concessão da COPEL DIS, nos termos do §2º do art. 1º e 2º da Lei nº 10.848, de 15.03.2004, do Decreto federal nº 5.163, de 30.07.2004 e da Resolução Autorizativa ANEEL nº 9.224, de 15.09.2020, conforme motivações técnicas e econômicas descritas no ANEXO III - ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA. (COPEL 2020).

Vale observar que o documento citado não configura uma regulamentação nacional, visto que foi publicado apenas pela distribuidora paranaense de energia COPEL. Porém, sendo um dos primeiros projetos de implantação no país autorizado pela ANEEL (Resolução Autorizativa ANEEL nº 9.224, de 15.09.2020), pode ser uma grande base para o surgimento de regulamentações mais abrangentes e, conforme dito anteriormente, não há dúvidas que representa um grande avanço no assunto microrredes.

Para além de fatores regulatórios, o Brasil também já avança com projetos reais de microrredes. Por exemplo, foi implantada no Ceará uma microrrede inteligente para atender o condomínio Alphaville Fortaleza, projeto P&D intitulado "Desenvolvimento de Aplicação Piloto de Microrrede de Distribuição de Energia com Geração Distribuída e Modelo de Operação Comercial" (código ANEEL PD-0039-0073/2014), contemplado pela concessionária local, Enel Distribuição Ceará. O projeto tem como objetivo transformar a estrutura elétrica interna do empreendimento em uma microrrede autônoma conectada à rede elétrica e capaz de operar ilhada.

Um segundo exemplo é o projeto piloto de Barueri. Em maior escala, o projeto piloto prevê a implantação de uma rede elétrica inteligente contemplando toda a cidade de Barueri, com implantação de cerca de 62 mil medidores inteligentes, com orçamento total de R\$ 75 milhões (Santos 2017). O projeto começou sendo implementado pela AES Eletropaulo, que recentemente se tornou Enel Distribuição São Paulo.

## **2.4 COMPONENTES DE UMA MICRORREDE**

Considerando os aspectos de uma microrrede já apresentados no capítulo 1 em seu conceito, aplicados a uma microrrede eficiente e de alta confiabilidade, pode-se definir alguns componentes padrões que estarão presentes nesses pequenos sistemas. De modo a garantir o funcionamento sustentável em qualquer um dos modos de operação (conectado ou ilhado), propõe-se agrupar o

conjunto de componentes nos seguintes grupos:

1. Geração de energia, pensando na energia elétrica que será distribuída aos consumidores finais;
2. Estrutura física para distribuição e compensação da energia gerada;
3. Dispositivos de armazenamento para garantir o abastecimento contínuo das unidades consumidoras;
4. Cargas, que consumirão a energia elétrica gerada e distribuída;
5. Sistema de controle avançado, para garantir o gerenciamento eficiente de informações e transporte de energia da microrrede.

Pode-se notar a presença dos grupos citados na ilustração da configuração típica de uma microrrede (Bellido 2018) na Figura 2.1 ilustrada a seguir.

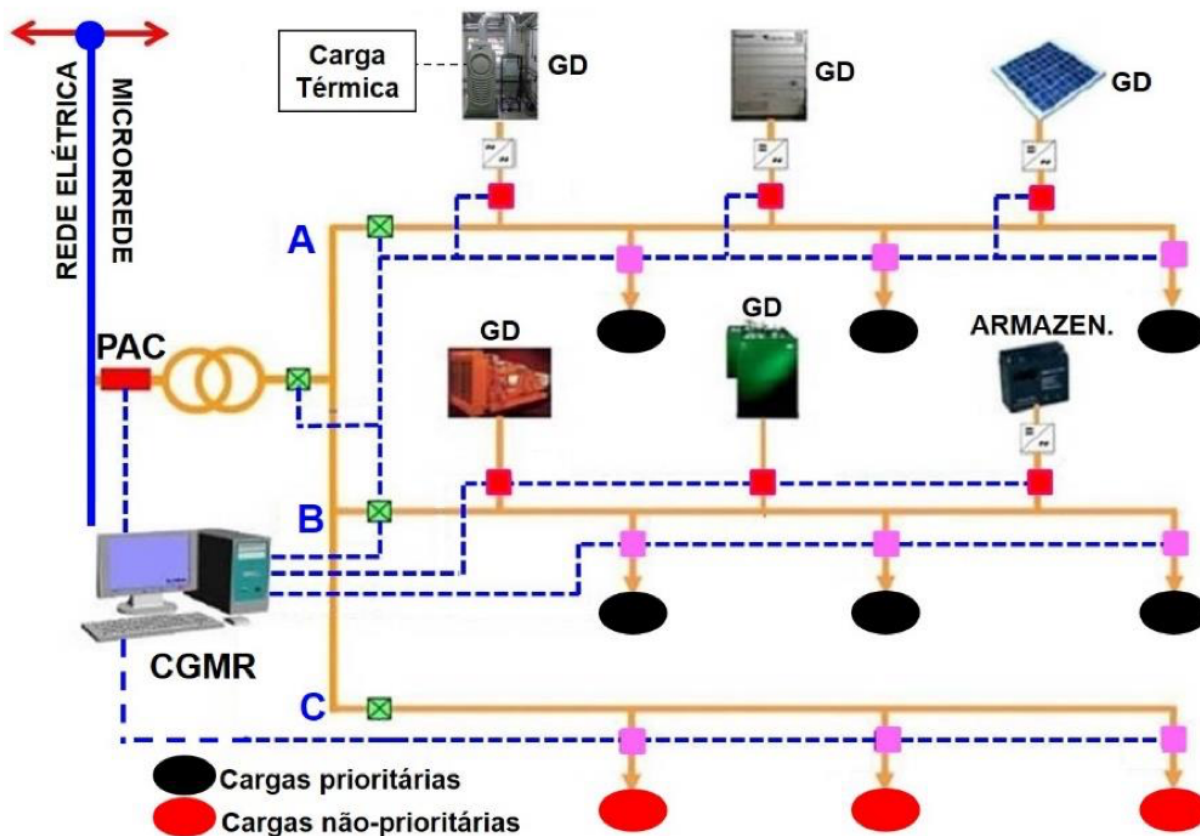


Figura 2.1: Configuração típica de uma microrrede. Fonte (Bellido 2018)

Na Figura 2.1, "GD" representa os geradores distribuídos, "ARMAZEN." os dispositivos de armazenamento de energia elétrica, "PAC" o Ponto de Acoplamento Comum (onde a microrrede e a rede elétrica se conectam) e "CGMR" o Centro de Gerenciamento da Microrrede, onde se realiza

o controle e gerenciamento da mesma, ilustrando uma configuração de controle centralizado. As linhas amarelas contínuas representam a estrutura de distribuição de energia elétrica, as azuis pontilhadas representam os canais de comunicação da microrrede, os quadrados preenchidos em vermelho representam controladores de fonte, em rosa os controladores de carga e em verde disjuntores.

### **2.4.1 Geração de energia**

Em uma microrrede, uma das características principais é a presença de geração distribuída com geradores próximos à carga, conforme conceito explorado na Seção 2.1.2. Sendo assim, quanto maior a demanda das unidades consumidoras de uma microrrede, maior a quantidade de geração necessária para se suprir o consumo e permitir o modo de operação ilhado do sistema.

Pensando nos tipos de geradores possíveis de se instalar em uma microrrede, pode-se citar duas classificações (Bellido 2018):

1. Controláveis ou despacháveis: são as fontes que podem ser acionadas a qualquer momento para geração de energia elétrica, pela disponibilidade contínua do recurso em condições naturais normais. Exemplos dessas fontes: hídrica (PCHs e CGHs) e biogás (plantas de biogás).
2. Não controláveis ou não despacháveis: são as fontes que não podem ser acionadas a qualquer momento nem ter a geração controlada, de forma que a energia produzida a partir delas é injetada diretamente na rede a partir da disponibilidade do recurso. Exemplos dessas fontes: solar e eólica.

A escolha do tipo de fonte escolhido para uma microrrede dependerá das características da microrrede, principalmente do perfil de consumo das unidades consumidoras do local. Além disso, para se ter um maior controle e melhorar o gerenciamento da energia, esses geradores são frequentemente associados a unidades de armazenamento de energia, que serão mais explorados na Seção 2.4.3.

### **2.4.2 Estrutura física para distribuição e compensação da energia gerada**

A energia produzida em uma microrrede pode ter três destinos: uma unidade consumidora, um dispositivo de armazenamento ou a própria rede elétrica com a qual a microrrede está integrada. Para isso, é necessária uma estrutura física que realize a distribuição dessa energia e conexão entre os diversos pontos e componentes inseridos nela. A operação dessas estruturas se dá de maneira semelhante a das redes convencionais de distribuição, mas em uma menor escala (Bellido 2018).

Existem três tipos de sistemas de distribuição (Hossain et al. 2014):

- Distribuição em CC: menos comuns, com pesquisas se tornando mais relevantes;

- Distribuição em CA: com frequência de 60/50 Hz, é o sistema convencional de distribuição;
- Distribuição em CA de alta frequência (HFAC): essa configuração possui REDs acoplados a um barramento, em que a energia gerada é convertida a uma frequência de 500/1000 Hz em CA por dispositivos eletrônicos de potência, transmitida à carga, e convertida novamente por um conversor CA/CA para uma frequência de 60 Hz em que a energia será consumida. É um tipo não comum, ainda em fase de desenvolvimento.

Outras características da estrutura física de distribuição de microrredes (Bellido 2018):

- Podem ser aéreas ou subterrâneas;
- Quando integrada a uma rede elétrica, a microrrede é conectada ao PAC junto a essa rede. Neste ponto, elas são sincronizadas;
- Podem ser radiais, em malha ou reticuladas (na prática, uma aplicação comum é combinar essas três configurações).

Vale ressaltar que, da mesma maneira que os tipos de geradores de uma microrrede, a configuração da estrutura física de distribuição dependerá muito das características e objetivos dessa microrrede. Dessa maneira, a configuração que atender os requisitos de projeto dela poderá ser considerada a ideal.

### 2.4.3 Dispositivos de armazenamento

O sistema de armazenamento de energia elétrica é essencial em microrredes, dada sua característica de capacidade de operar integrada à rede ou ilhada. Além disso, contemplando a característica da presença de geração distribuída com geradores próximos a carga, o suprimento da intermitência das fontes renováveis se torna necessário.

Ainda, a presença de dispositivos de armazenamento em uma microrrede melhora o desempenho geral da mesma. Isso porque traz benefícios de confiabilidade, estabilidade e qualidade dela, dado o contexto de atuação deste sistema, que pode funcionar como uma ponte ou reserva de energia que suprirá a demanda das unidades consumidoras nos momentos em que a geração interna for insuficiente ou houver falhas na rede (Bellido 2018).

Dentre os dispositivos de armazenamento possíveis de se utilizar neste contexto, pode-se citar: baterias, capacitores, supercondutores magnéticos, volantes de inércia (*flywheel*), ar comprimido, veículos elétricos, entre outros. Dentre as tecnologias existentes e disponíveis, as baterias, bombeamento hidráulico e capacitores terão maior demanda nos próximos anos (Bellido 2018). Das baterias, os principais tipos que melhor se adequam a implementações em microrredes são: chumbo-ácido, níquel-ferro, níquel-cádmio (NiCd), níquel-hidreto metálico (NiMh) e de íon de lítio (Tan, Li e Wang 2012).

Em relação às configurações possíveis para conexão do sistema de armazenamento, duas são típicas para microrredes (Bellido 2018):

1. Agregada: os dispositivos de armazenamento ficam agrupados em um único sistema e conectados à estrutura de distribuição da microrrede. É mais apropriado para utilização em pequenas escalas.
2. Distribuída: os dispositivos de armazenamento são conectados diretamente à GD. Tem a vantagem de poder ser utilizado em maior escala, mas a desvantagem de sofrer mais perdas.

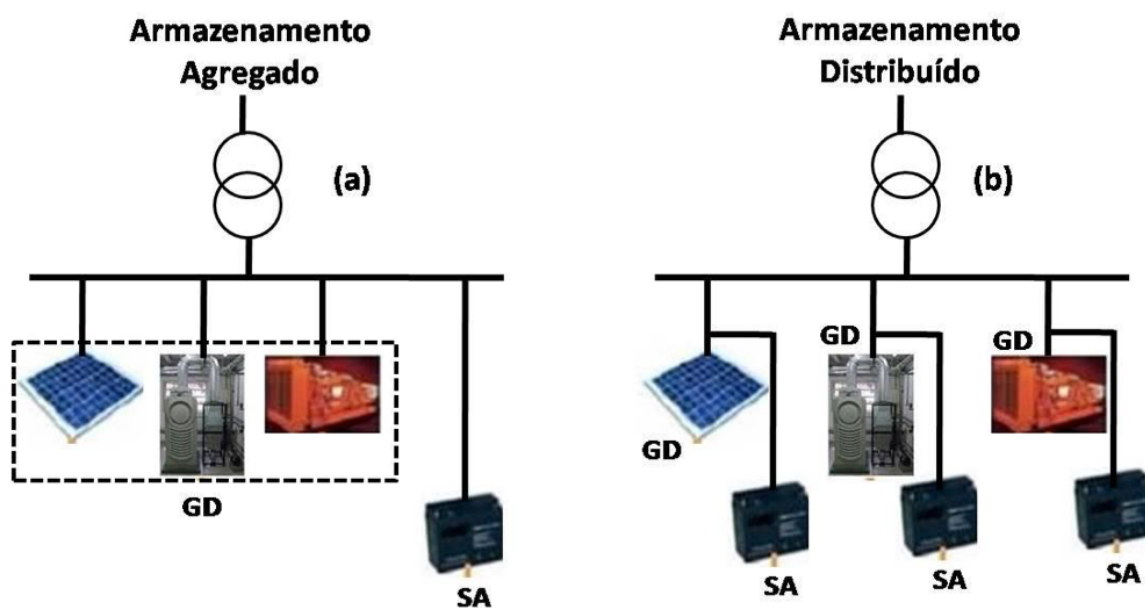


Figura 2.2: Configurações típicas dos sistemas de armazenamento. Fonte (Bellido 2018)

Vale ressaltar que é possível combinar essas duas configurações de armazenamento, trazendo um tipo híbrido para esse sistema.

Um ponto de destaque em relação a esses componentes, é a forte tendência à diminuição dos custos de baterias. Segundo dados do Laboratório Nacional de Energias Renováveis (NREL) americano, projeções de custos futuros de baterias de lítio demonstram enorme potencial de diminuição de preços. Ilustra-se essas projeções na Figura 2.3.



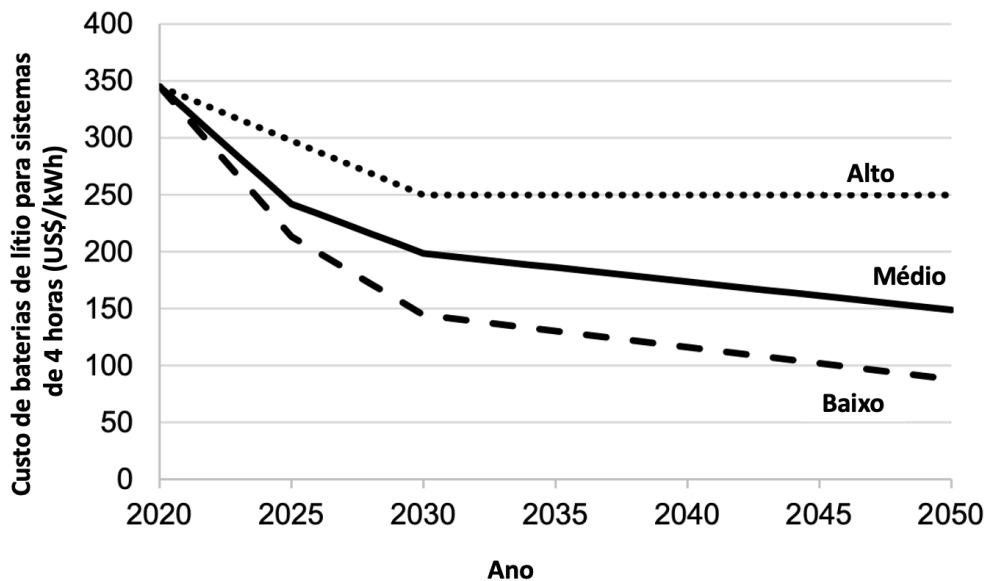


Figura 2.3: Projeção de custos para baterias de lítio. Fonte (Cole, Frazier e Augustine 2021).

Diante disso, cenários futuros em que o custo das baterias estarão muito mais baixos que hoje (como a projeção de baixo custo para 2050, por exemplo, em que o custo estará em uma faixa de menos de 30% do valor de 2020) poderão viabilizar ainda mais a implementação de microrredes. Isso porque, pensando na necessidade de se operar em modo ilhado por um tempo, dispositivos de armazenamento se tornam essenciais para elas.

#### 2.4.4 Cargas

As cargas são as unidades consumidoras que utilizarão a energia elétrica gerada e distribuída na microrrede. Os tipos de cargas dependerão das características da microrrede, podendo ser de consumidores residenciais, comerciais, industriais, universidades, entre outros. A depender principalmente do nível de necessidade de abastecimento contínuo de energia elétrica, são classificadas em prioritárias e não prioritárias (Bellido 2018):

- Cargas prioritárias: também conhecidas como críticas ou sensíveis, são cargas que devem ser abastecidas continuamente e com certa qualidade.
- Cargas não prioritárias: também conhecidas como não críticas ou não sensíveis, estas podem deixar de ser abastecidas por algum motivo, sendo despriorizadas em relação às prioritárias em momentos críticos.

Em situações de falta da rede elétrica a qual a microrrede está conectada, em que esta deve operar em modo ilhado, há prioridade em fornecer energia às cargas prioritárias. Nesses casos, as cargas não prioritárias podem ser não abastecidas, e os geradores e dispositivos de armazenamento

direcionarem a energia elétrica para as cargas prioritárias, de maneira gerenciada pelo sistema de controle da microrrede.

### 2.4.5 Dispositivos de controle avançados

O sistema de controle de uma microrrede é responsável pelo gerenciamento eficiente de energia e informações dos geradores e dispositivos de armazenamento às cargas. Dessa forma, ele deve garantir o fornecimento de energia aos consumidores inseridos nela controlado de forma automatizada, aumentando a confiabilidade e qualidade da energia elétrica fornecida em relação a redes convencionais.

Ainda, nesse sistema de controle encontra-se grandes aplicações para a Eletrônica de Potência, também. Como as tecnologias de EP atuais embarcam dispositivos digitais e microcontroladores, pode-se implementar técnicas avançadas de controle localmente para que os objetivos da microrrede possam ser atendidos de uma maneira eficiente, com menor custo e de maneira mais sustentável. Além disso, essas tecnologias são responsáveis pela sincronização da microrrede com a rede em que está conectada, permitindo transições no modo de operação e controle da compensação de energia (Souza et al. 2019).

Em relação aos tipos de controle realizados em uma microrrede, pode-se trazer algumas classificações (Souza et al. 2019):

#### 1. Quanto à estratégia de controle:

- (a) Centralizado: em microrredes com esse tipo de controle, um controlador central gerencia o fluxo de energia e informação de todo o sistema, definindo as ações de todos os outros componentes. Para tal, conta-se com linhas de comunicação, além do sistema da estrutura física de distribuição de energia.

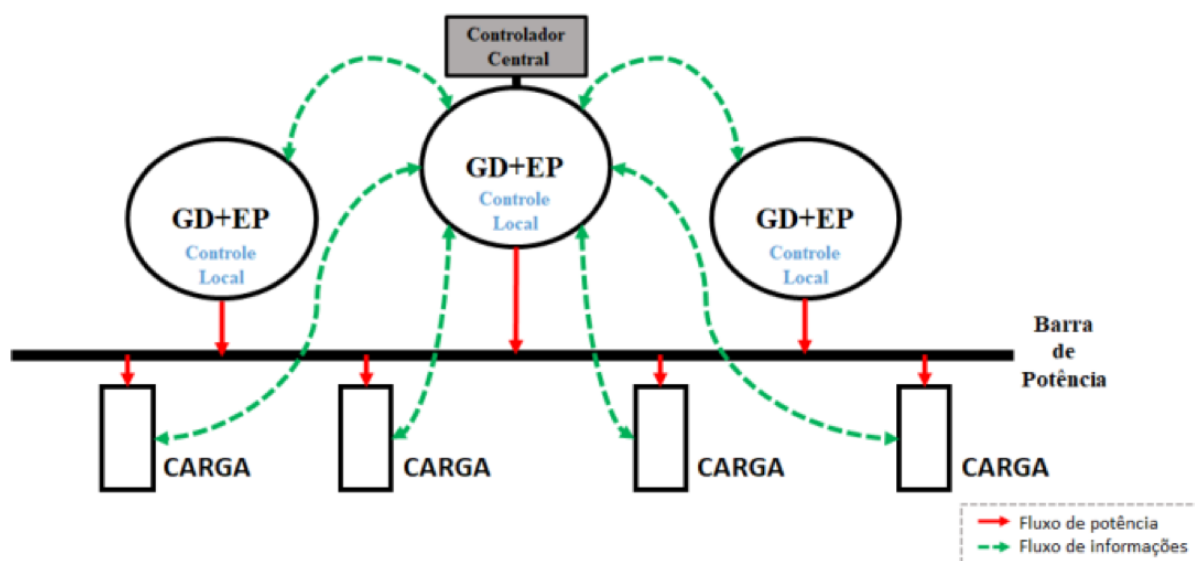


Figura 2.4: Controle centralizado. Fonte (Souza et al. 2019)

Nota-se na Figura 2.4 a figura do controlador central citado, que pode ser instalado em uma subestação e próximo ao PAC. Na imagem, essa unidade central encontra-se conectada a uma fonte de GD associada a tecnologias de eletrônica de potência, que atua como uma espécie de mestre das outras fontes e cargas, centralizando o fluxo de informações, de modo a garantir o fluxo de potência mais adequado para a barra de potência e cargas. Na prática, uma ou mais fontes podem atuar como mestres. Ressalta-se que a maneira em que o controlador atuará sobre a microrrede depende muito de suas características e circunstâncias em que ela está operando. Por exemplo, se o modo de operação do momento é ilhado ou conectado, se a microrrede tem cargas prioritárias ou não, se há necessidade do abastecimento de dispositivos de armazenamento, entre outros diversos casos.

- (b) Descentralizado: também conhecido como controle distribuído, neste modelo cada componente é controlado de maneira local, com informações obtidas localmente. Esses componentes são independentes entre si no quesito comunicativo, havendo apenas fluxo de potência entre eles. Portanto, há uma desvantagem deste modelo em relação ao centralizado: maior dificuldade em manter o paralelismo e compartilhamento adequado de potência ao longo de toda a microrrede.

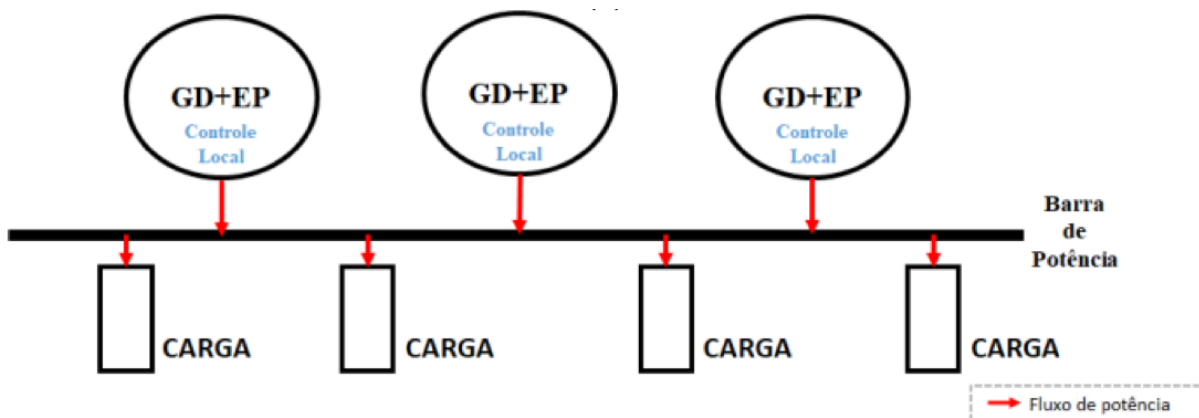


Figura 2.5: Controle descentralizado. Fonte (Souza et al. 2019)

Nota-se na Figura 2.5 que, diferentemente do controle centralizado, não há fluxo de informações entre os componentes da microrrede. Todo o fluxo existente é unidirecional e somente de potência, representado por fornecimento das cargas para a barra de potência, e desta para as cargas. Como visto, tudo gerenciado de maneira local, com controle descentralizado.

- (c) Hierárquico: em microrredes com este tipo de estrutura de controle, a atuação dos conversores é dada em diferentes níveis de comando (geralmente, quatro níveis). Isso é feito para se aumentar a confiabilidade e estabilidade do sistema, o que torna a aplicação deste tipo de controle uma das fortes tendências a se tornar padrão em microrredes. O primeiro nível de controle desta estrutura (também conhecido por nível zero, por ser intrínseco) é composto por malhas internas de tensão e corrente dos conversores. O

segundo nível (também conhecido por controle primário) realiza o gerenciamento das potências internas na microrrede, o que o torna importante principalmente no modo ilhado. O terceiro nível (também conhecido por controle secundário) realiza a regulação de tensão e frequência do sistema. E, por último, o quarto nível (também conhecido por controle terciário) gerencia informações e fluxo de potência entre a microrrede e a rede elétrica em que está conectada, estabelecendo a sincronização.

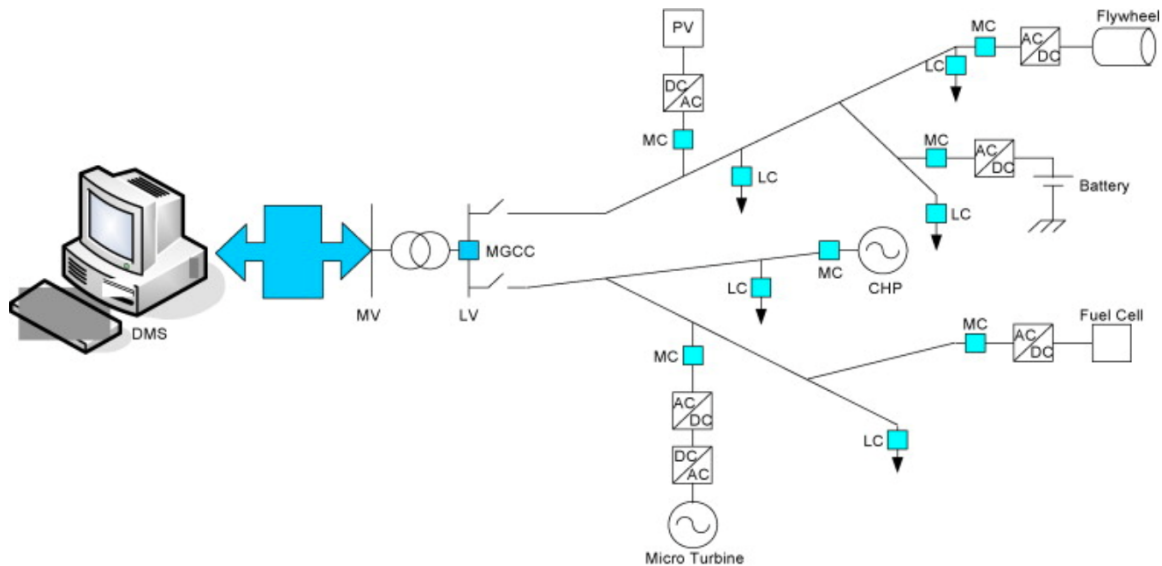


Figura 2.6: Controle hierárquico. Fonte (Zamora e Srivastava 2010)

Na Figura 2.6 é representado um exemplo de microrrede com controle hierárquico. O controle primário é realizado pelos microcontroladores (MC), que controlam as fontes e dispositivos de armazenamento, e pelos controladores de carga (LC). O secundário é realizado pelo controlador central da microrrede (MGCC), que comunica com os controladores do primário e retorna os comandos necessários. O controle terciário é feito pelo sistema de gerenciamento do sistema de distribuição (DMS), localizado próximo ao ponto de acoplamento comum, que comunica com o MGCC e gerencia o fluxo de informações e potência entre a microrrede e a rede externa.

## 2. Quanto ao modo de operação dos conversores:

- (a) Formador de rede (*grid-forming*): quando os conversores atuam provendo referências de tensão para a microrrede, operando como fontes ideais com impedâncias muito baixas de saída.
- (b) Alimentador de rede (*grid-feeding*): quando os conversores atuam simplesmente fornecendo energia para a microrrede (para isso, associados às fontes de tensão), de modo a serem representados, possivelmente, por fontes de corrente de alta impedância de saída.
- (c) De suporte à rede (*grid-supporting*): quando os conversores atuam regulando a tensão

ou a corrente da microrrede através do controle do fluxo de potência ativa e reativa que entregam.

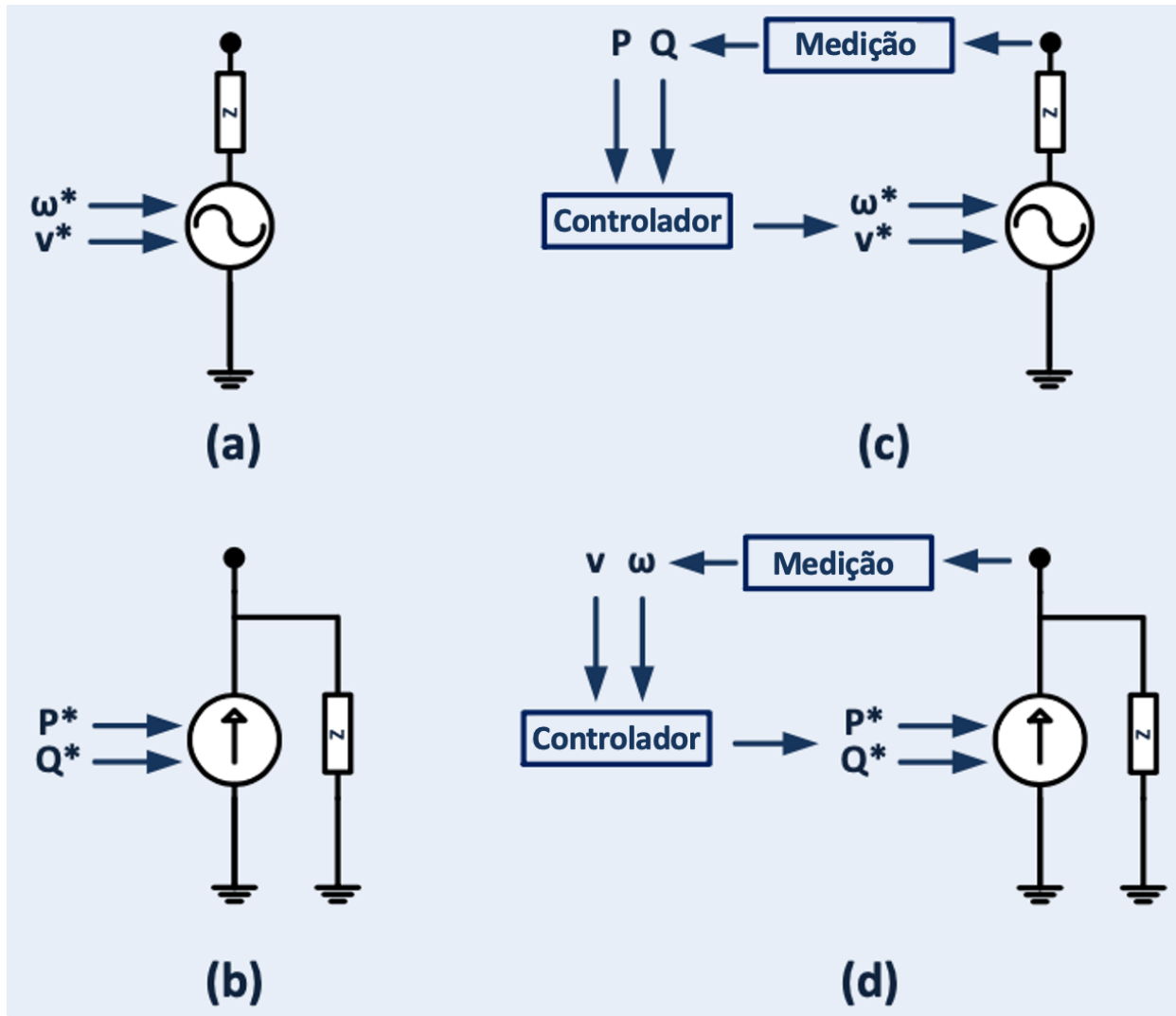


Figura 2.7: Configurações quanto ao modo de operação dos conversores; (a) formador de rede; (b) alimentador de rede; (c) de suporte à rede com regulação de tensão; (d) de suporte à rede com regulação de corrente. Fonte (Monshizadeh et al. 2016)

Na Figura 2.7 pode-se ver a representação de cada configuração do modo de operação dos conversores, especificados na legenda, em que  $\omega^*$  representa a frequência e  $v^*$  representa a amplitude da onda de tensão referenciada por um conversor, e  $P^*$  representa a potência ativa e  $Q^*$  a potência reativa injetada pela fonte de corrente que representa o conversor.

## 2.5 TOPOLOGIAS DE UMA MICRORREDE

Diante dos componentes apresentados e suas características, pode-se analisar as possíveis topologias de uma microrrede, e como obtê-las. Foi visto que existem diferentes tipos e configura-

ções de cada componente, e pensando na geração de energia, pode-se utilizar fontes despacháveis ou não, a depender das características do local. Através das tecnologias de eletrônica de potência, pode-se manipular e gerenciar essa energia gerada, para que seja distribuída na estrutura física em diferentes tipos de sistemas (CC, CA, HFAC). Dessa forma, essa energia gerada poderá abastecer as unidades consumidoras e sistemas de armazenamento, diretamente ou sofrendo alguma segunda conversão.

Pensando nessas diferentes possíveis combinações de componentes, uma microrrede pode possuir uma topologia tanto em CA, CC ou até híbrida, com diferentes valores de tensão e frequência (Souza et al. 2019). Como dito anteriormente, as configurações internas dos componentes dela e suas interações vão depender das suas características, seus objetivos, fins, tipos de unidades consumidoras, entre outros aspectos.

A seguir, serão ilustrados exemplos de topologias possíveis das microrredes, com indicação das conversões de energia elétrica necessárias para se distribuir e abastecer as unidades consumidoras na tensão adequada.

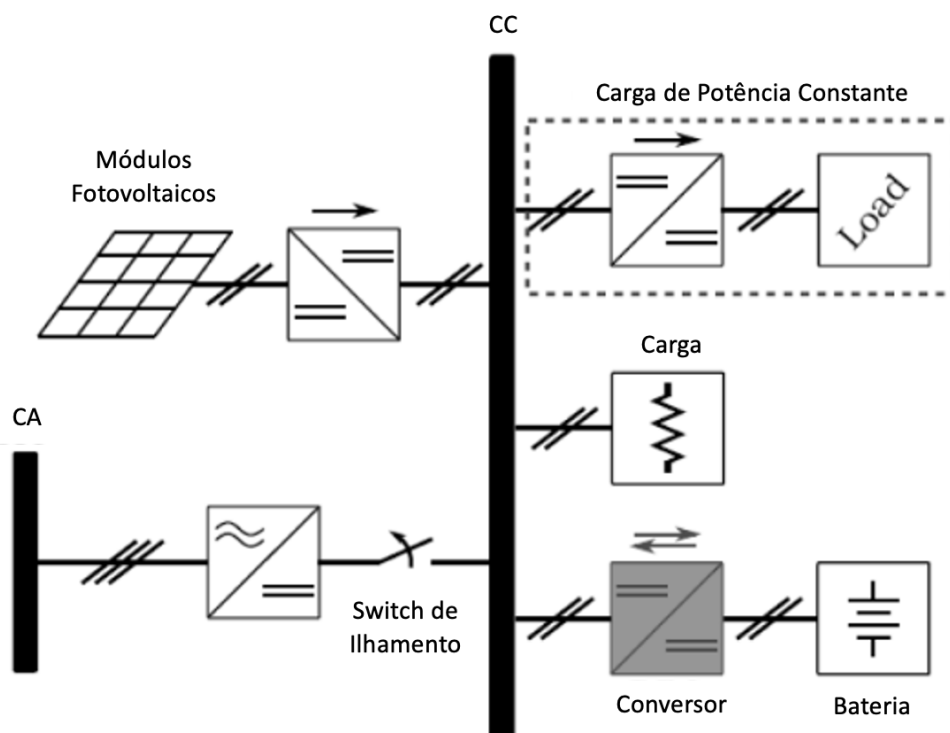


Figura 2.8: Modelo simplificado de uma Microrrede CC operando em modo ilhado. Fonte (Pagano e Cristiano 2015).

Na Figura 2.8 é ilustrada uma microrrede com topologia CC, operando em modo ilhado, uma vez que o switch que a conecta à rede elétrica se encontra aberto. Pode-se notar, conforme mostrado nas seções anteriores, que é possível utilizar energia gerada tanto em CC quanto em CA e, com as conversões necessárias, distribui-se essa energia pelo barramento CC até as cargas, que podem ser abastecidas diretamente ou após uma segunda conversão.

Destaca-se, também, a indicação do fluxo de energia, que é unidirecional da geração para o barramento de distribuição, e do barramento para as cargas, mas bidirecional entre o sistema de armazenamento e o barramento.

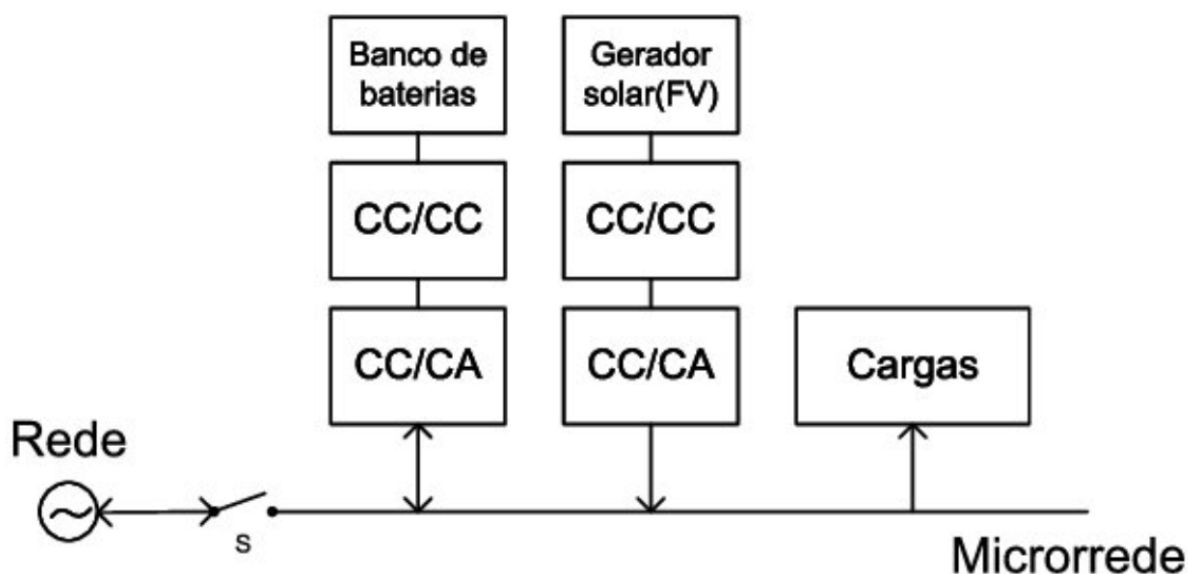


Figura 2.9: Modelo simplificado de uma Microrrede CA operando em modo ilhado. Fonte (Narvaez et al. 2015).

Já na Figura 2.9 é ilustrada uma microrrede em CA, também operando em modo ilhado, uma vez que novamente o switch que a conecta à rede elétrica se encontra aberto. No modelo, é representada a geração de energia e fornecimento pelo banco de baterias em CC e, com as conversões necessárias, essa energia é distribuída pelo barramento CA até as cargas.

Assim como na Figura 2.8, vale notar a indicação do fluxo de energia, que é unidirecional da geração para o barramento de distribuição, e do barramento para as cargas, mas bidirecional entre o sistema de armazenamento e o barramento.

Uma observação pertinente é que, no Brasil, como as unidades consumidoras de baixa tensão e equipamentos elétricos em geral são adequados para utilizar energia fornecida em CA (110 ou 220 V), a utilização dessa topologia seria bastante conveniente. Isso porque, adotando-a, haveria menor necessidade de se realizar conversões, diminuindo o capital inicial investido na implementação da microrrede, e diminuindo perdas no sistema.

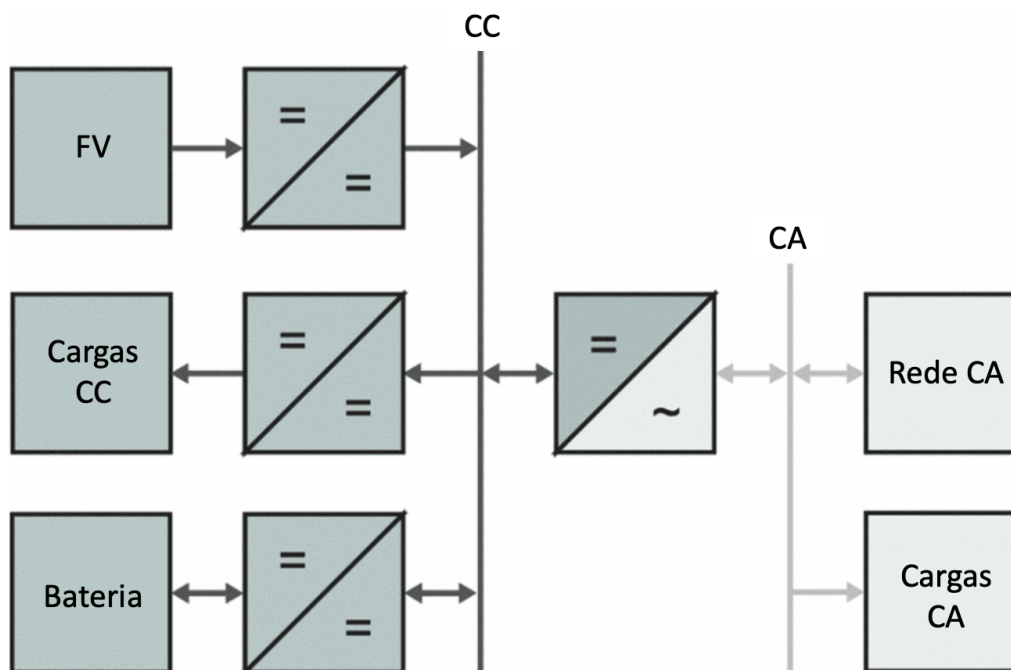


Figura 2.10: Modelo simplificado de uma Microrrede híbrida operando em modo conectado. Fonte (Hofer, Svetozarevic e Schlueter 2017).

Por último, é ilustrada na Figura 2.10 uma microrrede híbrida. Neste modelo, como uma rede conecta-se ao seu barramento CA, pode-se concluir que, diferentemente dos exemplos anteriores, esta opera no modo conectado. Destaca-se ainda nesta representação a presença de um conversor intermediário aos barramentos CC e CA, que adequa o tipo e nível de tensão de maneira adequada para que a energia possa ser distribuída nesses barramentos. Assim como nas figuras 2.8 e 2.9, a energia gerada tanto em CC quanto em CA pode passar pelas conversões necessárias para ser distribuída pelo barramento desejado, e fornecer a energia elétrica para a carga que a demanda.

## 2.6 VANTAGENS E DESVANTAGENS ENTRE MICRORREDES E SISTEMA ELÉTRICO TRADICIONAL

Apresentados a contextualização de microrredes nos cenários mundial e brasileiro, seus componentes, características e topologias, será trazida a seguir uma tabela comparativa entre microrredes e redes do sistema elétrico tradicional. Nela, será proposta a definição de qual é mais vantajosa de acordo com o aspecto analisado, trazendo um resumo do que foi apresentado nos dois primeiros capítulos.



Tabela 2.1: Vantagens e desvantagens entre microrredes e redes elétricas convencionais. Fonte (Elaboração Própria).

<b>Benefício</b>	<b>Microrredes</b>	<b>Redes convencionais</b>
Menor custo de energia para consumidor	X	
Venda do excedente gerado	X	
Impacto socioeconômico positivo	X	
Maior confiabilidade	X	
Implantação sustentável	X	
Fontes menos poluentes predominantes	X	
Gerenciamento inteligente de energia	X	
Gerenciamento inteligente de informações	X	
Regulamentação bem definida		X
Modelos de negócios bem definidos		X
Maior penetração de mercado		X

Pelos conceitos e características de microrredes apresentados ao longo do presente capítulo, nota-se grande oportunidade de se adotar essa configuração no Brasil. As vantagens de redes elétricas convencionais em relação a elas são, basicamente, a continuidade da operação, com menores desafios, regras e modelos de negócios já bem definidos, além de maior maturidade no âmbito de conhecimentos técnicos e científicos disponíveis.

## 2.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

No presente capítulo, foi apresentado o contexto das microrredes no mundo e no Brasil, trazendo-se exemplos de implantações já feitas e em andamento, e tratando-se das regulamentações vigentes. Ainda, foram explorados detalhes de seu funcionamento, com seus componentes e possíveis configurações de cada parte dela. Por fim, diante do exposto nos dois primeiros capítulos, foi proposta uma tabela que resume os aspectos apresentados das microrredes e redes elétricas convencionais, apontando qual delas tem vantagem em relação à outra considerando cada um desses aspectos especificamente.

## 3 MATERIAIS E MÉTODOS

### 3.1 INTRODUÇÃO

O presente capítulo apresentará como será desenvolvido o estudo de caso do trabalho em questão. Serão apresentados os materiais utilizados para seu desenvolvimento, além de explicados a metodologia aplicada para a análise de viabilidade e os dados coletados para a sua realização.

Recapitulando de forma resumida o objetivo específico do presente trabalho, apresentado no Capítulo 1, deseja-se analisar a viabilidade de implementação de uma microrrede no Brasil em um local a nível de uma cidade. Para tal, será proposta a simulação de sua instalação em um local de interesse, em que serão realizadas análises econômicas, técnicas, ambientais e sociais por trás de sua implantação.

Nas próximas seções, serão desenvolvidos todos os passos envolvidos e apresentados os materiais que contemplarão o estudo, desde o início do dimensionamento da microrrede proposta, até a análise dos resultados de simulações. Para tal, abordar-se-ão os seguintes itens:

1. Definição do software utilizado para realizar simulações;
2. Escolha e avaliação do local de implantação da microrrede;
3. Coleta de informações de consumo de energia no local;
4. Avaliação dos recursos energéticos disponíveis no local;
5. Definição dos cenários desejados para simulação;
6. Definição dos recursos tecnológicos que serão utilizados;
7. Avaliação dos custos envolvidos na implementação da microrrede;
8. Simulação e análise dos resultados.

### 3.2 SOFTWARE

Para se dimensionar uma microrrede hoje, existe o desafio de projetá-la. Para tal, deve-se realizar análises da viabilidade de implantação em diferentes âmbitos, principalmente técnico, ambiental, econômico e social. Com a evolução de tecnologias como *softwares* de simulação computacional e medidores de recursos energéticos de forma ampla, é possível estimar os componentes necessários, custos e até o resultado da atuação de microrredes.

Um dos softwares utilizados hoje para a simulação de microrredes, e que foi escolhido para o estudo de caso em questão, é o *HOMER*, originalmente desenvolvido pelo Laboratório Nacional de Energias Renováveis (NREL) e, posteriormente, aprimorado e distribuído pela *HOMER Energy*. O software é padrão para se otimizar projetos de microrredes em todos os setores, desde energia de vilarejos e serviços públicos insulares até *campi* conectados à rede e bases militares.

O dimensionamento de um sistema elétrico torna-se complexo por existir uma ampla quantidade de possibilidades de configurações e componentes dele. O *HOMER* facilita a definição dos melhores cenários através dos algoritmos de otimização e análises de sensibilidade feitas nele.

O software em questão atua em três etapas:

1. Simulação: etapa em que deseja-se chegar a um sistema viável considerando as possíveis combinações dos equipamentos definidos pelo usuário. O *HOMER* pode simular de centenas a milhares de sistemas, a depender das configurações feitas pelo usuário;
2. Otimização: etapa em que os cenários simulados são classificados e filtrados conforme os critérios estabelecidos pelo usuário para se chegar às melhores soluções possíveis. É levado em consideração principalmente o lado econômico neste passo.
3. Análise de sensibilidade: etapa opcional do *software*, em que se é possível avaliar o impacto nos resultados do sistema ideal causado pela variação de variáveis de entrada (como custos de componentes, taxas de juros, dados relacionados aos recursos energéticos utilizados, entre outros).

Vale destacar que o software considera os parâmetros utilizados como variáveis de entrada todos dolarizados por padrão, o que traz a necessidade de se converter os valores utilizados para a moeda local, o real. Para tal, utilizou-se a cotação do dólar do dia em que se estava realizando as simulações no *HOMER* de R\$4,70 (cotado no dia 31 de março de 2022). Os valores inseridos como variáveis de entrada no *software* para cada parâmetro serão discutidos na seção 3.8, em que se avalia os custos envolvidos na implantação da microrrede.

### **3.3 LOCAL DE IMPLANTAÇÃO**

A escolha do local de implantação da microrrede que será simulada baseou-se nos benefícios trazidos pela utilização desse modelo de sistema em relação ao convencional. O local definido é a cidade de Itacaré, no estado da Bahia.

A primeira motivação para a escolha do local é o aumento da confiabilidade da energia. A última grande perturbação pelo qual o SIN passou foi em 2018, conhecido como "apagão de março de 2018", que atingiu principalmente as regiões Norte e Nordeste. Houve uma falha na linha de transmissão da usina de Belo Monte, e foi alegado que a perturbação se deu após um desligamento na subestação de Xingu. Na ocasião, houve uma redução de cargas no SIN de

20.528 MW, correspondente a 26% do total de sua carga (Energia 2019). O impacto na região Nordeste foi grande, havendo desde interrupção no transporte público de capitais, até a falta de abastecimento de água em diversas cidades. Por isso, foi conveniente a escolha de um bairro dessa região.

A segunda motivação, que tem relação com a primeira, é ligada ao impacto socioeconômico positivo. Um local com maior confiabilidade de energia traz maior qualidade de vida para a população, com menos faltas, maior ininterruptabilidade de atividades e serviços dependentes de energia elétrica, como comércios, hospitais, indústrias. Então, sendo Itacaré uma cidade turística, uma energia com maior confiabilidade traria grandes benefícios sociais e econômicos, possivelmente aumentando a atratividade para o local.

A terceira motivação se deu pela abundância de fontes menos poluentes da região. Sendo localizado numa cidade litorânea, a incidência de luz solar e velocidade dos ventos traz a possibilidade do uso de geradores fotovoltaicos e eólicos, o que traz menor impacto ambiental em relação a fontes predominantes no sistema tradicional, conforme explorado no capítulo 1. Os dados relacionados aos recursos energéticos locais serão mais explorados na seção 3.4.

Por último, foi necessário avaliar a disponibilidade de espaço para instalação de componentes da microrrede. Pensando na necessidade da instalação de geradores, sistemas de armazenamento, subestação, entre outros componentes já citados, é essencial a escolha de um local em que haja espaço livre ou adaptável para a disposição dos mesmos. Para se verificar essa disponibilidade, foi utilizado o mapa da Área de Proteção Ambiental (APA) de Itacaré. Esse mapa mostra diferentes áreas de um local, indicando os espaços reservados para proteção e conservação, e os de utilidades diversas.



Figura 3.1: Mapa da APA de Itacaré. Fonte (Bahia 1993).

A partir do mapa da figura 3.1, nota-se que, apesar de Itacaré e regiões próximas possuírem grandes áreas de preservação ambiental - onde não seria viável adaptar o terreno para se implementar componentes como geradores, subestações e sistemas de armazenamento, visto que demandariam ações como supressão vegetal e terraplanagem -, existem áreas com possibilidades de se realizar adaptações para instalação de componentes da microrrede. É o caso, por exemplo, das zonas de uso diversificado (ZUD), zonas de ocupação controlada (ZOC) e zonas de ocupação rarefeita (ZOR), além de outras áreas que pudessem agregar tais componentes, o que constituiria uma área já considerável e suficiente para viabilização da microrrede.

Além disso, vale ressaltar que é uma possibilidade real para implantação de uma microrrede utilizar parte do espaço das próprias unidades consumidoras para se instalar seus componentes. É o caso da instalação de placas fotovoltaicas nas próprias residências, que poderiam estar

acompanhadas de dispositivos de armazenamento dispostos na configuração de armazenamento distribuído ou híbrido (abordados na Seção 2.4.3), sendo instalados também na própria unidade consumidora.



Figura 3.2: Centro de Itacaré, visão de satélite. Fonte (Google Earth).

Ainda, pela Figura 3.2, nota-se que há uma ampla quantidade de construções em que possivelmente seria viável a instalação de painéis fotovoltaicos em seus telhados. Porém, é algo que dependeria de uma análise mais profunda, com visitas técnicas específicas para se verificar a viabilidade da instalação desses equipamentos nas estruturas, além de depender do custeio dos proprietários das unidades consumidoras em questão, no caso de a GD os beneficiarem.

### 3.4 CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA NO LOCAL

Uma das etapas para se dimensionar a microrrede do local de estudo é coletar dados referentes ao consumo de energia dali, visto que é essencial dimensionar geradores e sistema de armazenamento de modo a atender e demanda local, permitindo também sua operação em modo ilhado por pelo menos 5 horas (COPEL 2020).

Para a simulação, o *HOMER* utiliza como uma das variáveis de entrada o consumo médio diário (em kWh/dia) das cargas da microrrede. Para tal, obteve-se dados através da EPE, em um arquivo com a série histórica de dados de consumo mensal de energia elétrica em níveis nacional, regional e por subsistemas, e segmentado pelas classes residencial, industrial, comercial

e outros - que englobam rural, serviço público e iluminação pública (EPE 2021). Nesse arquivo, utilizou-se os dados de consumo médio residencial por Unidade Federativa (UF), consumo médio comercial por UF, quantidade de consumidores residenciais por UF e quantidade de consumidores comerciais por UF.

Como não há dados de consumo de energia elétrica específicos na cidade de Itacaré, utilizou-se esses dados citados, com alguns cálculos feitos a partir deles para se chegar no que representaria uma aproximação para a cidade baseada no perfil de consumo do seu estado da Bahia. Para se chegar ao consumo médio diário, foram feitos os seguintes cálculos:

- a) Cálculo da energia elétrica total residencial consumida em 2021 no estado da Bahia ( $E_{RT}$ ):

$$E_{RT} = \sum_{m=1}^{12} E_{Rm} \quad (3.1)$$

Em que  $E_{Rm}$  é a energia elétrica residencial consumida em cada mês no estado da Bahia, sendo o índice  $m$  a representação de cada mês de janeiro (1) a dezembro (12).

- b) Em seguida, realizou-se o cálculo da quantidade média de consumidores residenciais no estado da Bahia ( $\overline{C}_R$ ), considerando cada mês do ano de 2021:

$$\overline{C}_R = \frac{\sum_{m=1}^{12} C_{Rm}}{12} \quad (3.2)$$

- c) Então, como o *HOMER* utiliza dados do consumo médio residencial diário do local da microrrede, foi feito o cálculo do consumo médio residencial diário para o estado da Bahia ( $E_{Rd}$ ):

$$E_{Rd} = E_{RT}/365 \quad (3.3)$$

- d) Tendo o  $E_{Rd}$ , multiplicou-se esse valor por um fator de proporcionalidade ( $f_R$ ) que aproximasse o valor do consumo médio residencial diário para o proporcional de Itacaré em relação à Bahia. Esse valor representa o consumo residencial diário médio do local de instalação da microrrede ( $E_{RdMG}$ ). Sendo assim, calculou-se:

$$E_{RdMG} = E_{Rd} \cdot f_R \quad (3.4)$$

Em que  $f_{MG}$  é o fator de proporcionalidade para se adequar o consumo médio residencial diário da Bahia à proporção da cidade de Itacaré, dado por:

$$f_R = \frac{P_i}{\overline{C}_R} \quad (3.5)$$

Sendo:



- $P_i$  a população de Itacaré;
- O valor 2,9 corresponde a média de pessoas por domicílio no Brasil segundo o censo do IBGE de 2021 (dividindo esse valor da população de Itacaré, obtém-se um valor aproximado do número de consumidores residenciais da cidade).

Assim, obteve-se um valor de consumo médio residencial diário para a cidade de Itacaré de  $E_{RdMG} = 37,54$  MWh/dia.

- e) Para se calcular o consumo médio comercial diário do local  $E_{CdMG}$ , repetiu-se os passos dos itens *a) a d)*, mas utilizando os dados de consumo e consumidores comerciais, em vez de residenciais. Além disso houve uma alteração no fator de proporcionalidade ( $f_C$ ) dessa etapa, que levou em consideração a razão entre o consumo comercial na Bahia e o consumo residencial, sendo:

$$f_C = \frac{E_{Cd}}{E_{Rd}} \quad (3.6)$$

Sendo  $E_{Cd}$  o consumo médio comercial diário para o estado da Bahia. Dessa maneira, para se obter o consumo médio comercial diário para Itacaré ( $E_{CdMG}$ ), multiplicou-se o consumo médio residencial diário do local pelo fator de proporcionalidade comercial:

$$E_{CdMG} = E_{RdMG} \cdot f_C \quad (3.7)$$

Dessa maneira, obteve-se um valor de consumo médio comercial diário para o local de  $E_{CdMG} = 18,46$  MWh/dia.

- f) Por fim, como parâmetro de entrada do consumo de energia elétrica médio diário do local da microrrede ( $E_{dMG}$ ) foi utilizado o somatório desses consumos residencial e comercial calculados:

$$E_{dMG} = E_{RdMG} + E_{CdMG} \quad (3.8)$$

Dessa maneira, o parâmetro de entrada para a cidade de Itacaré utilizado no *software* foi de  $E_{dMG} = 56.004,18$  kWh/dia.

Vale observar, novamente, que os cálculos realizados para obtenção do consumo energético médio diário do local foram feitos por aproximações entre o consumo da cidade em estudo e do estado da Bahia. Para fins de estudos mais gerais da viabilidade de implantação de uma microrrede, é uma aproximação válida, mas no caso de um projeto real de microrrede, o ideal seria coletar dados reais, possivelmente medidos pela concessionária de energia local (COELBA), para se realizar estudos com uma precisão maior.



### 3.5 RECURSOS ENERGÉTICOS NO LOCAL

Após a definição do local de implantação da microrrede e coleta de dados acerca do consumo de energia elétrica, foi avaliada a disponibilidade de recursos energéticos disponíveis no local. Visto que o sistema envolverá a instalação de GD, deve ser analisado a quantidade de geradores necessários para se suprir a demanda do local, pensando ainda na operação ilhada. Como já foi abordado na Seção 3.2, o próprio *software* já realiza essa otimização de quantidade de geradores, mas para isso é essencial o fornecimento de dados relacionados à disponibilidade de recursos energéticos do local de estudo.

Para obtenção dos parâmetros referentes aos recursos solares e eólicos, utilizou-se a ferramenta SunData v3.0 do Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito (CRESESB). Nela, o local de interesse é encontrado através das coordenadas e são dados os valores da média mensal de irradiação solar diária ( $\text{kWh/m}^2\cdot\text{dia}$ ) e velocidade média do vento ( $\text{m/s}$ ) em intervalos de três meses. É possível visualizar esses dados na tabela 3.1.

Tabela 3.1: Recursos solar e eólico de Itacaré (latitude:  $14,301^\circ \text{ S}$ ; longitude:  $39,049^\circ \text{ O}$ ). Fonte (CRESESB 2018).

Parâmetro	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Irradiação	6,11	6,10	5,70	4,63	3,96	3,64	3,86	4,46	5,11	5,30	5,49	6,27
Vel. Vento	4,07	4,07	3,91	3,91	3,91	4,27	4,27	4,27	4,31	4,31	4,31	4,07

É relevante observar que a medição de irradiação considerada foi a no plano horizontal, e a da velocidade média do vento é realizada a 50 metros de altura, com médias trimestrais. Outra observação é sobre média anual desses dados: média da irradiação solar no ano de  $5,05 \text{ kWh/m}^2\cdot\text{dia}$  e média de velocidade do vento de  $4,14 \text{ m/s}$ . Reforça-se que esses altos valores foram uma motivação para a escolha do local e das fontes de geração da microrrede em estudo, que serão mais exploradas nas próximas seções.

### 3.6 CENÁRIOS DESEJADOS PARA A SIMULAÇÃO

Conforme exposto na Seção 3.2, o *HOMER* realiza simulação de vários cenários diferentes (centenas a milhares de sistemas), dependendo das configurações que o usuário define. Sendo assim, desde a geração interna na microrrede até o consumo final e armazenamento da energia elétrica, são definidas algumas características dos componentes e restrições desejadas pelo usuário. Diante disso, será abordado nesta seção as escolhas realizadas para realização das simulações, com suas motivações.

Primeiramente, tratando-se da geração de energia elétrica, foram escolhidos para contemplar a GD do local somente geradores fotovoltaicos e eólicos. Há algumas outras opções no software - que poderiam ser utilizadas, como a térmica -, mas pela motivação de se dimensionar uma microrrede o mais sustentável ambientalmente possível, optou-se por manter somente essas fontes

de menor impacto ambiental. Essa escolha ainda traz um benefício social, pensando na qualidade de vida da população e turistas do local, o que aumentaria a atratividade da cidade. Sobre os recursos energéticos do local, adicionou-se os valores expostos na Seção 3.5 (CRESESB 2018).

Como segundo ponto, tratando-se da conexão com uma rede elétrica externa, o software oferece as opções de a microrrede estar conectada ou não, e com opções de possibilidade de venda de energia elétrica para ela. Como a geração escolhida foi exclusivamente proveniente de fontes intermitentes, foi conveniente optar pela utilização de uma configuração conectada à rede com possibilidade de injeção da energia excedente na rede.

Tratando-se das cargas, os parâmetros de entrada são perfil (residencial, comercial, comunidade e industrial), mês de pico e consumo médio diário (kWh/dia). O perfil definido foi de comunidade, que mescla residencial e comercial, pensando na característica de cidade turística de Itacaré; o mês de pico selecionado foi janeiro, que é uma época de maior atratividade em cidades turísticas litorâneas no Brasil devido ao verão e férias escolares; e o consumo médio diário, explicado na seção 3.4 foi de 56.004,18 kWh/dia. Vale observar que o próprio *HOMER* considera um perfil de consumo para a carga de acordo com o perfil do local selecionado, o que aproxima o que foi calculado a valores mais realistas para as características do local da microrrede.

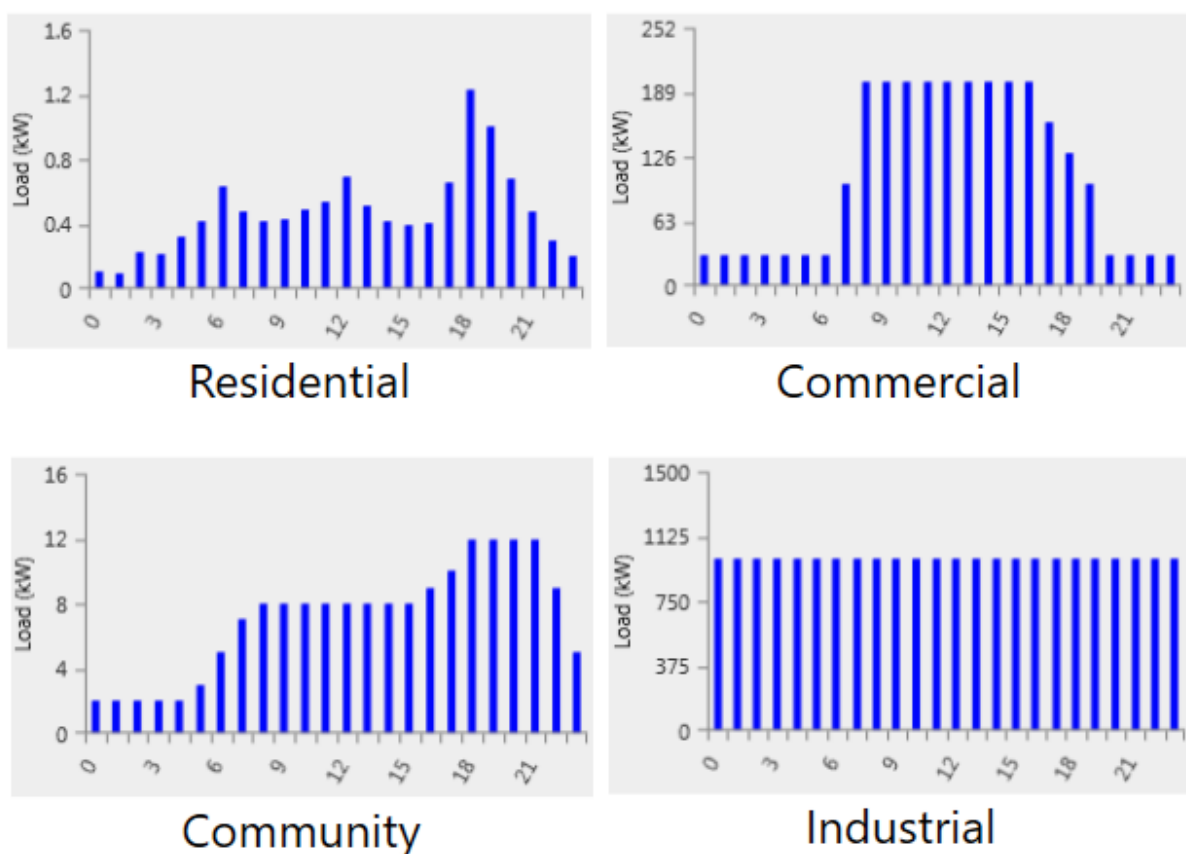


Figura 3.3: Perfis padrões do *HOMER* para as cargas da microrrede. Fonte (*HOMER*, 2022).

Para o sistema de armazenamento da microrrede, optou-se pela utilização somente de baterias de lítio. Essa escolha foi feita pensando em eficiência e sustentabilidade, visto que baterias que duram mais serão descartadas ou passar por processos de reaproveitamento menos frequentemente (HOMER 2022).

Por fim, para os conversores, foi utilizada a opção de o *HOMER* otimizar a capacidade dos mesmos em kW, com especificação apenas das características desses equipamentos em relação a custos, ciclo de vida e eficiência. Os melhores cenários serão abordados no resultado, analisando-se a otimização.

### 3.7 TECNOLOGIAS

Um outro passo importante para se realizar o dimensionamento da microrrede e realizar as simulações é definir as tecnologias que serão utilizadas nela. Já definidas as fontes de geração a partir de análises dos recursos energéticos disponíveis, torna-se importante, então, pensar na configuração da microrrede.

Visto que o estudo de caso em questão é referente a uma cidade residencial/turística do Brasil, e que o sistema elétrico do país majoritariamente gera, transmite e distribui energia em CA, a topologia da microrrede estudada também foi definida em CA. Isso torna mais eficiente a distribuição de energia na sua estrutura de física interna, visto que os equipamentos brasileiros são adaptados a receber energia nesta forma de onda, além de a microrrede em estudo teoricamente se conectar também a uma rede externa em CA (sistema elétrico do restante da Bahia). Sendo assim, torna-se bastante conveniente a escolha dessa topologia.

Diante dessa escolha, a escolha dos componentes e suas características no software consistiram em:

- Sistema fotovoltaico: foi definida geração solar no *software*, com sistema composto por módulos fotovoltaicos planas genéricas, e dimensionamento a ser otimizado pelo próprio *software*. Seu tempo de vida definido foi de 25 anos, que corresponde à garantia padrão de eficiência (com 80% de seu desempenho original) no Brasil. Seus inversores e dimensionamentos também foram otimizados pelo *HOMER*.
- Sistema eólico: foi escolhida também geração por fonte eólica para a microrrede em questão. As turbinas selecionadas foram de 1,5 MW, genéricas, com quantidade a ser otimizada pelo software. Seu tempo de vida definido foi de 20 anos, que é o tempo de vida médio desses equipamentos, podendo ser estendido até 25 anos, a depender de condições ambientais e manutenções. A altura da torre foi de 80 metros (padrão do software para turbinas dessa potência).
- Sistema de armazenamento: para se realizar o estoque de energia na microrrede, optou-se pela utilização de baterias de lítio. Pensando em um sistema de armazenamento agregado

(explorado na seção 2.3.3), foi escolhido uma bateria genérica de capacidade nominal de 100 kWh da base de dados do *HOMER*, com dimensionamento otimizado pelo software.

Vale observar que muitas baterias tem vida útil garantida de 10 anos, ou ciclo de vida de aproximadamente 10.000 ciclos. Portanto, por mais que tenha um custo maior que de baterias de chumbo-ácido, por exemplo, elas possuem aproximadamente o dobro da vida útil (HOMER 2022). Além disso, como modelo indicado pelo *software*, suas características já foram preenchidas por padrão no *software*, possuindo esta uma vida útil de 15 anos.

- Sistema de controle: o *HOMER* permite a escolha desses sistemas, com diferentes opções padrões. Cada opção usa um algoritmo de controle exclusivo ou estratégia de despacho. A estratégia selecionada foi a de acompanhamento de carga (LF - *load following*), que tende a ser ótimo em sistemas com muita energia renovável que às vezes excede a carga. Nesse tipo de controle, quando a microrrede possui geração térmica e esta se torna necessária, produz apenas energia suficiente para suprir a demanda - ou seja, a energia proveniente de fontes renováveis é priorizada frente a de geradores térmicos. Como a microrrede em estudo não possuirá esse tipo de geração, essa estratégia de controle se torna bastante adequada.

Definidas as tecnologias a serem utilizadas e suas características, o último passo antes da simulação é a inserção de parâmetros de custos. É relevante observar que a escolha das características dos componentes e seus custos é feita de maneira simultânea no *HOMER*, mas separou-se em duas seções neste capítulo para melhor explicação e detalhamento de cada etapa.

### 3.8 CUSTOS DOS COMPONENTES E TARIFAS

Definida a configuração da microrrede, com os componentes e tecnologias a serem utilizadas, o próximo passo de grande importância para a análise da viabilidade é a inserção dos parâmetros referentes aos custos e receitas ligados à sua implantação e operação. Reforçando a informação exposta na Seção 3.2, o *HOMER* tem o dólar como padrão de moeda. Logo, para a inserção do valor de cada parâmetro, considerou-se o câmbio de US\$1 = R\$4,70, cotação referente à moeda no dia 31 de março de 2022.

Para a taxa de juros considerada na simulação, utilizou-se a taxa SELIC atual, que é a taxa básica de juros da economia brasileira. Essa taxa se encontrava no valor de 11,75% no momento da simulação, valor esse utilizado como parâmetro de entrada no software.

Vale observar que, para se trazer os melhores cenários, um dos principais pontos que será avaliado pelo software será relacionado aos custos de implantação. Sendo assim, na simulação, é calculada a geração e armazenamento necessários para se suprir a demanda das cargas (de acordo com os parâmetros inseridos pelo usuário referente ao consumo e geração) e o custo do sistema - levando em consideração custos de implantação, ciclo de vida e custos de operação e manutenção (O&M). O software traz esse custo representado pelo chamado Custo Presente Líquido (NPC),

que consiste no valor presente de todos os custos (capital inicial, substituição de componentes, O&M, e compra de energia da rede) atrelados ao sistema ao longo do seu ciclo de vida, menos o valor presente de todas as receitas (venda do excedente de energia à rede) obtidas em sua operação nesse tempo. O NPC é uma das principais variáveis de saída retornada pelo *software*, o qual classifica todas as configurações do sistema nos resultados de otimização para se trazer os melhores cenários.

Outras variáveis econômicas importantíssimas para o estudo são o custo nivelado de energia (COE), *payback* simples e *payback* descontado. O COE é o o custo médio de energia elétrica útil (\$/kWh) produzida pelo sistema. O *payback* simples é o número de anos em que o fluxo de caixa acumulado da diferença entre o sistema simulado e o sistema base muda de negativo para positivo, ou seja, é uma indicação de quanto tempo levaria para recuperar a diferença nos custos entre o sistema atual e o sistema base. Já o *payback* descontado tem o mesmo significado do simples, mas considera a taxa de juros inserida no *software*. Vale observar que o sistema base utilizado para comparação com os sistemas simulados é simplesmente o sistema elétrico atual do local, considerando-se o consumo e demanda de Itacaré e a tarifa de energia da COELBA (parâmetros inseridas como variáveis de entrada).

Diante disso, definiu-se os seguintes valores para cada parâmetro anteriormente à simulação:

- Tarifa de energia: foi inserido o valor referente à tarifa convencional para consumidores do grupo B - consumidores que recebem energia elétrica em tensão inferior a 2,3 kV (baixa tensão) - da COELBA, de US\$0,1318/kWh. Vale observar que, no momento de pesquisa do presente trabalho, a tarifa para consumidores residenciais e comerciais possui o mesmo valor. A tarifa utilizada para injeção do excedente foi a mesma da tarifa de compra de energia da distribuidora (ocasião vigente considerando período atual de transição do marco legal da GD), de US\$0,1318 por kWh injetado.
- Sistema eólico: os custos foram inseridos com base no Laboratório Nacional de Energias Renováveis (NREL) americano. Utilizou-se os seguintes valores: custo de capital de US\$1.462/kW; custo anual de O&M de US\$43/kW; e custo de substituição do sistema (Bellido 2018) de US\$1.345/kW (aproximadamente 92% do custo de implantação) (Stehly e Duffy 2021).

Tabela 3.2: Resumo de custos de projeto de sistema eólico utilizando turbinas de 2,8 MW. Fonte (Stehly e Duffy 2021).

<b>Custo</b>	<b>Valor (US\$/kW)</b>
Turbina eólica	1.021
Balanço do sistema	319
Custos financeiros	122
CapEX	1.462
OpEx (por ano)	43

- Sistema fotovoltaico: para se definir os custos, considerou-se a composição média do custo

de sistemas fotovoltaicos de GD (Bellido 2018) de 47% de módulos fotovoltaicos, 38% do balanço do sistema (envolve custos com a instalação de diversos componentes do sistema) e 15% para os inversores. Utilizou-se essas partes para se definir o custo de cada componente desse sistema, calculado utilizando o custo médio de instalação desse tipo de sistema (em US\$/kW).

Dessa forma, com base no NREL, utilizou-se os seguintes valores (considerou-se o intermediário entre o custo de instalação residencial e comercial para cada categoria): custo de capital de US\$2.215/kW ; custo anual de O&M de US\$8,63/kW; e custo de substituição do sistema de US\$1.041/kW (utilizou-se o valor correspondente aos módulos dado na composição) (Feldman et al. 2021).

Tabela 3.3: Resumo de custos de projeto de sistema fotovoltaico. Fonte (Elaboração Própria).

<b>Custo</b>	<b>Valor (US\$/KW)</b>
Módulos fotovoltaicos	1.041
Balanço do sistema	842
Inversores	332
CapEX	2.215
OpEx (por ano)	8,63

- Custo dos inversores: baseado na composição de custos do sistema fotovoltaico, definiu-se o valor dos inversores do sistema. Assim, utilizou-se: custo de capital de US\$332/kW; custo de substituição do sistema de US\$332/KW; e desprezou-se o custo anual de O&M (Cole, Frazier e Augustine 2021).
- Sistema de armazenamento: os custos desse sistema foram inseridos com base no NREL para baterias de lítio (Cole, Frazier e Augustine 2021). Foram utilizados os seguintes valores: custo de capital de US\$345/kWh; custo anual de O&M de US\$17,25/kWh, correspondente a 5% do custo de capital; e custo de substituição do sistema de US\$276/kWh, correspondente a 80% do custo de implantação (Bellido 2018).
- Sistema de controle: assim como para os outros componentes, os custos desse sistema também foram inseridos com base no NREL (Giraldez et al. 2018). Utilizou-se os seguintes valores: custo de capital de US\$155.000/MW; custo anual de O&M de US\$15.500/MW (corresponde a 10% do custo de capital); e custo de substituição do sistema de US\$155.000/MW, igual ao custo de capital.

### 3.9 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Após definidas as características da microrrede em estudo, escolhidos os requisitos de composição de componentes e operação, e inseridos os parâmetros das variáveis de entrada no *HOMER*, o próximo passo foi realizar a simulação. Ela consiste na etapa para se analisar a viabilidade

técnica e econômica da implantação da microrrede desejada, seguida da otimização, que expõe os melhores cenários possíveis de acordo com as escolhas realizadas pelo usuário.

A partir de todas as escolhas expostas e explicadas, o software realizou a simulação de milhares de soluções. Delas, muitas são factíveis, e muitas são não-factíveis por falta de capacidade do atendimento da demanda. Esses números serão mais explorados em cada cenário. Os seus resultados e análises serão melhor apresentados no capítulo 4.

## 4 ESTUDO DE CASO

O presente capítulo tem como objetivo apresentar os resultados referente às simulações realizadas a partir dos parâmetros e requisitos inseridos que foram apresentados no Capítulo 3. A partir das soluções retornadas pelo *software*, serão feitas análises e otimizações de modo a se chegar na microrrede mais adequada para o local escolhido, pensando na viabilidade do atendimento da demanda existente considerando os objetivos de sua implementação.

A estrutura do estudo de caso será a apresentação dos resultados obtidos dividida em cenários com análises comentadas em cada um deles, e reflexões acerca de sua adequabilidade. A partir da avaliação destes, será proposto então um novo cenário que supra as dificuldades do anterior, até que se chegue na configuração de microrrede que alcance os objetivos desejados.

Vale observar, novamente, que o *HOMER* é um *software* que ordena as soluções de acordo com o melhor resultado econômico delas. Porém, conforme explorado durante o trabalho, deseja-se encontrar uma boa configuração que se traga uma viabilidade não só econômica e técnica, mas que seja mais sustentável e traga maior confiabilidade de energia para o local, de forma a melhorar a qualidade de vida da população. Portanto, cada cenário será apresentado e discutido, podendo uma solução que foi apresentada pelo software como a melhor não ser a mais adequada para os objetivos de estudo. Esses pontos serão trazidos ao longo do capítulo.

### 4.1 CENÁRIO 1: PRIMEIRA SIMULAÇÃO A PARTIR DA INSERÇÃO DOS PARÂMETROS EXPOSTOS

No Cenário 1, foram simuladas 1.169 soluções pelo *software*, sendo todas elas factíveis<sup>1</sup>, considerando o consumo de energia elétrica médio indicado na Seção 3.4 de 56.004,18 kWh/dia. Com a otimização dos melhores resultados, obteve-se os principais arranjos. Estes se encontram listados na Tabela 4.1 (segundo a ordem do primeiro ao quarto indicada pelo *software*).

Tabela 4.1: Principais arranjos da microrrede para o Cenário 1. Fonte (Elaboração Própria).

Arranjo microrrede	FV (MW)	Eólico (MW)	Bateria (Quant.)	Energia comprada (GWh)	Energia excedente (GWh)	Percentual renovável
Base	-	-	-	20,44	-	0
1	-	171	-	6,33	289,65	97,8
2	0,03	159	-	6,32	268,36	97,8
3	0,15	171	2	6,30	289,73	98
4	0,046	-	-	20,44	0	0,0003

<sup>1</sup>Uma solução é considerada não factível pelo *HOMER* quando não satisfaz as condições impostas e/ou é incapaz de atender a demanda local.



Então, a partir dos arranjos apresentados como soluções factíveis para se atender a microrrede local, obtém-se os dados econômicos relacionados a ele. Estes se encontram listados na Tabela 4.2.

Tabela 4.2: Comparação econômica para implantação e operação de cada um dos arranjos do Cenário 1. Fonte (Elaboração Própria).

<b>Arranjo microrrede</b>	<b>Capital inicial (10<sup>6</sup> * US\$)</b>	<b>NPC (10<sup>6</sup> * US\$)</b>	<b>COE (US\$/kWh)</b>	<b>O&amp;M (10<sup>6</sup> * US\$)</b>	<b>Payback simples</b>	<b>Payback descontado</b>
Base	-	23,8	0,132	2,74	-	-
1	250	23,4	0,0089	-30	7,64	38,84
2	233	23,4	0,0096	-27,7	7,64	38,95
3	251	23,8	0,0090	-30	7,65	N.A.
4	0,507	23,8	0,137	2,74	N.A.	N.A.

O arranjo base consiste na configuração atual do local, com a demanda existente sendo atendida exclusivamente pela rede elétrica que o abastece. Portanto, há dados somente da energia comprada, e o seu custo nivelado de energia (COE) é igual ao valor da tarifa da concessionária local (COELBA). Já os arranjos de 1 a 4 são configurações de microrrede que atendem as restrições inseridas no software.

O arranjo 1 é constituído exclusivamente por geração eólica e rede. Este arranjo foi apresentado pelo software como melhor solução para o cenário. Nele, o percentual de energia que abastece a carga é originado 97,8% por fontes renováveis. A energia comprada é de apenas 6,33 GWh, frente a 289,65 GWh de excedente injetado. Seus dados econômicos são: capital inicial de US\$250 milhões, NPC de US\$23,4 milhões, COE de US\$0,0089/kWh (menos de um centavo de dólar), O&M de US\$-30 milhões (esse valor negativo significa que a receita por ano é maior que o custo), *payback* simples de 7,64 anos e descontado de 38,84 anos.

O arranjo 2 é constituído majoritariamente por geração eólica, associado a uma ínfima parcela de geração fotovoltaica. O percentual de energia que abastece a carga também é originado 97,8% por fontes renováveis. A energia comprada é de apenas 6,32 GWh, e o excedente injetado é de 268,36 GWh, ambos valores menores que do arranjo 1. Seus dados econômicos são: capital inicial de US\$233 milhões, NPC de US\$23,4 milhões, COE de US\$0,0096/kWh, O&M de US\$-27,7 milhões, *payback* simples de 7,64 anos e descontado de 38,95 anos.

O arranjo 3 é constituído também majoritariamente por geração eólica, com uma baixa geração fotovoltaica, mas possui também uma pequena quantidade de baterias, com capacidade de 200 kWh de armazenamento. Destaca-se o percentual de energia que abastece a carga originado por fontes renováveis de 98%, que é o maior dos arranjos do Cenário 1. Outro ponto relevante é em relação à rede: a energia comprada é de apenas 6,30 GWh (menor valor do cenário), e o excedente injetado é de 289,73 GWh (maior valor do cenário). Seus dados econômicos são: capital inicial de US\$251 milhões, NPC de US\$23,8 milhões, COE de US\$0,0090/kWh, O&M de US\$-30 milhões, *payback* simples de 7,65 anos e descontado não atingido dentro do tempo de vida considerado pelo software para o projeto, que equivale a 50 anos.

Por fim, o arranjo 4 é constituído somente por geração fotovoltaica, e vale observar que mais uma vez o *software* considera uma baixa potência para essa fonte. O percentual de energia que abastece a carga originado por fontes renováveis é quase desprezível, equivalente a apenas 0,0003% - logo, nesse cenário a microrrede é praticamente todo o tempo abastecida pela rede externa. A energia comprada é de apenas 20,44 GWh, e não há injeção de excedente. Seus dados econômicos são: capital inicial de apenas US\$507 mil, NPC de US\$23,8 milhões, COE de US\$0,137/kWh, O&M de US\$2,74 milhões, e tanto *payback* simples quanto descontado não atingidos dentro do tempo de vida do projeto.

#### 4.1.1 Análise dos dados

A partir dos dados retornados para esse cenário, é possível se obter grandes aprendizados e conclusões. Fica evidente que o mesmo não foi adequado para se chegar a um arranjo interessante em que se atingiria os objetivos desejados para a microrrede em questão. Claramente, o software priorizou muito a geração eólica frente a solar, evitando ao máximo a utilização do sistema fotovoltaico (e quando era utilizado, fazia-se em baixíssima escala). Pode-se notar, também, que foi evitada a utilização de baterias. Infelizmente, o software não dá a opção de se exigir a operação da microrrede em modo ilhado por um certo tempo, existem apenas as opções de se conectar a microrrede à rede, ou de se implementá-la desconectada da rede indeterminadamente.

Um outro ponto deste cenário que foge bastante da realidade é em relação a alguns dados econômicos. Para arranjos com alta capacidade instalada eólica, chegou-se a valores de COE baixíssimos, de menos de um centavo de dólar. Esses valores são bem utópicos, e ter chegado a eles tem suas explicações, que serão abordadas nesta subseção.

Analisando primeiramente o motivo de o *HOMER* priorizar tanto a geração eólica frente à fotovoltaica, pode-se encontrar a primeira motivação nos custos de implementação desses sistemas de geração. Os dados obtidos no NREL mostram que, para o ano de 2020, a implantação de um sistema fotovoltaico possui um custo (US\$/kW) cerca de 51,5% maior que o custo de implantação de um eólico. Por outro lado, este possui um custo de O&M quase 5 vezes maior que aquele - apesar de que são quase desprezíveis.

Uma outra explicação plausível para essa priorização pode ser baseada no período de geração para essas duas fontes. A geração solar ocorre exclusivamente de dia, enquanto a eólica pode ocorrer a qualquer momento. Visto que um dos objetivos da microrrede é sua autossuficiência, existe um peso em se priorizar sistema eólico frente ao fotovoltaico para se manter a geração de energia ao longo do dia mais constante (mesmo sendo a fonte eólica também uma fonte intermitente).

Ainda, existe um ponto relacionado à utilização de sistema eólico bastante contestável: a grande quantidade de turbinas que é proposta nos arranjos. Como, aparentemente, esse tipo de sistema traz muita vantagem para a microrrede a partir dos parâmetros de custos inseridos no *software*, foi indicado nos arranjos quantidades de turbinas eólicas muito altas, como 114 (arranjos

1 e 3) e 106 (arranjo 2). Porém, uma quantidade tão alta de turbinas exigiria um espaço enorme para implantação, incluindo supressão vegetal e terraplanagem para instalação dos componentes do sistema, o que seria insustentável ambientalmente e principalmente no local escolhido, que tem ampla área de preservação prevista.

Em relação à bateria, as explicações mais razoáveis para o software não ter utilizado nos arranjos 1, 2 e 4, e ter utilizado em baixíssima quantidade no arranjo 3, são: tarifa de venda do excedente de energia ser igual ao valor da tarifa de compra de energia, o que desincentiva o armazenamento de energia por motivos econômicos, uma vez que vender a energia ou armazená-la teria o mesmo peso financeiramente, mas a segunda opção exige investimento de implantação; e a não-previsão por parte do software da operação ilhada por um período de tempo específico, o que tira a necessidade de se armazenar energia proveniente de fontes intermitentes, uma vez que é considerado e a qualquer momento a energia elétrica pode ser obtida da rede.

Por fim, o ponto que foge muito da realidade, economicamente falando, é o COE baixíssimo dos arranjos 1, 2 e 3 - inferior a um centavo de dólar. Essa característica pode ser explicada pela enorme capacidade de geração indicada para os arranjos, que demandam um investimento inicial relativamente alto, mas com baixo custo recorrente em seguida (O&M para as gerações eólica e fotovoltaica são muito baixas), o que gera uma enorme receita posterior à implantação com a tarifa de venda do excedente de energia igual à tarifa de compra - o que pode não ser realidade no Brasil por muito tempo. Em um cenário mais realista, com menos capacidade instalada de geração na microrrede, as receitas diminuiriam, e conseqüentemente o COE do arranjo - e seria ainda menor caso a tarifa de venda do excedente fosse consideravelmente menor que a de compra).

Diante desses pontos, tornou-se necessário o ajuste de alguns parâmetros no *HOMER* para se chegar a uma configuração mais adequada. Sendo assim, para o Cenário 2, buscou-se primeiramente comprovar a hipótese da baixa utilização de baterias pela não previsão do software da operação em modo ilhado. Para tal, realizou-se a simulação com os mesmos parâmetros do Cenário 1, desconectando-se a microrrede da rede elétrica. Os resultados e análises são abordados na seção 4.2.2.

## **4.2 CENÁRIO 2: SIMULAÇÃO DA MICRORREDE DESCONECTADA À REDE**

No cenário 2, foram simuladas 1.500 soluções pelo *software*, sendo 596 delas factíveis, e 904 não factíveis por não satisfazerem as condições impostas ou serem incapaz de atender à demanda local, considerando o consumo de energia elétrica médio de 56.004,18 kWh/dia. Com a otimização dos melhores resultados, obteve-se os principais arranjos. Estes se encontram listados na Tabela 4.3 (segundo a ordem do primeiro ao terceiro indicada pelo software).

Tabela 4.3: Principais arranjos da microrrede para o Cenário 1. Fonte (Elaboração Própria).

Arranjo microrrede	FV (MW)	Eólico (MW)	Bateria (Quant.)	Conversores (MW)	Percentual renovável
1	0,24	6	668	7,95	100
2	0,45	-	822	9,97	100
3	-	26	2.072	20,78	100

Então, a partir dos arranjos apresentados como soluções factíveis para se atender a microrrede nas condições do Cenário 2, obtém-se os dados econômicos relacionados a eles. Estes se encontram listados na Tabela 4.4.

Tabela 4.4: Comparação econômica para implantação e operação de cada um dos arranjos do Cenário 2. Fonte (Elaboração Própria).

Arranjo microrrede	Capital inicial ( $10^6 * US\$$ )	NPC ( $10^6 * US\$$ )	COE (US\$/kWh)	O&M ( $10^6 * US\$$ )	Payback simples	Payback descontado
1	116	141	0,815	1,31	N.A.	N.A.
2	161	188	1,09	1,26	N.A.	N.A.
3	209	283	1,63	3,80	N.A.	N.A.

Para o Cenário 2, trata-se de uma microrrede não conectada à rede, portanto, não existe um arranjo base como no Cenário 1 (em que o arranjo é o local da microrrede sendo abastecido diretamente pela rede elétrica do local). Partindo disso, o *software* retornou três arranjos principais para o cenário.

O arranjo 1 é constituído por geração fotovoltaica e eólica, com uma capacidade instalada maior do sistema eólico. Há, também, uma quantidade significativa de baterias (668) e conversores (7,95 MW). Este arranjo foi apresentado pelo *software* como melhor solução para o cenário. Seus dados econômicos são: capital inicial de US\$116 milhões, NPC de US\$141 milhões, COE de US\$0,815/kWh, O&M de US\$1,31 milhões, e tanto o *payback* simples quanto o descontado não são atingidos para o tempo de vida do projeto em questão - também de 50 anos neste cenário.

O arranjo 2 é constituído somente por geração fotovoltaica (450 kW). Neste arranjo também há uma quantidade grande de baterias (822) e conversores (9,97 MW), ainda maiores que no arranjo 1. Seus dados econômicos são: capital inicial de US\$161 milhões, NPC de US\$188 milhões, COE de US\$1,09/kWh, O&M de US\$1,26 milhões - menor valor dos arranjos - e novamente o *payback* simples e descontado não são atingidos para o tempo de vida do projeto.

Por fim, o arranjo 3 é constituído somente por geração eólica, e grande quantidade de baterias (2.072) e conversores (20,78) MW, sendo a maior quantidade de todos os arranjos. Destaca-se neste arranjo os valores econômicos, sendo significativamente mais alto que dos arranjos 1 e 2: capital inicial de US\$209 milhões, NPC de US\$283 milhões, COE de US\$1,63/kWh, O&M de US\$3,8 milhões (maior que a soma dos outros dois arranjos), e o *payback* simples e descontado também não são atingidos para o tempo de vida do projeto.

### 4.2.1 Análise dos dados

Diante dos principais arranjos retornados pelo *software* para o Cenário 2, foi possível comprovar algumas hipóteses e obter novas conclusões. Apesar de uma configuração desconectada da rede elétrica permanentemente não ser o objetivo do estudo, realizar a simulação dessa maneira permitiu a observação de informações de atuação da microrrede quando esta não pode contar com o abastecimento energético pela rede elétrica externa, o que traz novas características necessárias para composição da solução ideal.

O primeiro ponto de destaque é a grande quantidade de baterias nos arranjos. O melhor deles, que é o arranjo 1, conta com 668 baterias, possuindo uma capacidade de armazenamento de 66,8 MWh. Essa característica comprova a hipótese da importância do sistema de armazenamento em uma microrrede que deve ser capaz de operar ilhada por um período específico. Portanto, a partir desse cenário é possível concluir que deve ser imposta uma restrição de quantidade mínima de baterias, mesmo nos cenários com conexão à rede elétrica.

Outra questão pertinente é a potência de conversores necessária para a viabilidade do cenário. Antes irrelevante e omitida, tornou-se significativa nos arranjos em questão, o que pode ser explicado pelo aumento tanto da quantidade de baterias em relação ao Cenário 1, quanto pelo aumento da potência instalada do sistema fotovoltaico (arranjos 1 e 2). Como a geração por fonte solar e as baterias são conectadas a um barramento CC, torna-se necessária a presença de conversores para o abastecimento das cargas da microrrede (em CA) e adequação do nível de tensão na estrutura física de distribuição da mesma.

Em relação ao arranjo, pode-se destacar, também, como foi priorizado o caso em que há presença de mais de um tipo de fonte de geração. Essa configuração reforça a característica da microrrede possuir mais de uma fonte de geração, que traz maior confiabilidade e diminui a dependência de um recurso energético específico.

Sobre os dados econômicos, igualmente pode-se tirar informações interessantes. Primeiramente, é significativa a diferença do capital inicial investido em relação aos principais arranjos do Cenário 1, sendo muito menos no Cenário 2. Isso mostra o quanto a diminuição da quantidade de turbinas no sistema eólico, aumento de módulos no fotovoltaico e utilização de baterias é interessante, trazendo não só uma vantagem técnica, quanto econômica. Ainda, por mais que baterias tenham um alto custo, sua utilização diminuiria custos com energia elétrica proveniente da rede em prováveis cenários futuros em que a tarifa de venda do excedente gerado venha a ser menor que a tarifa de compra de energia.

Nota-se, ainda, uma média muito maior de NPC e COE em relação ao Cenário 1. Isso pode ser facilmente explicado pela não existência de injeção do excedente de energia na rede no Cenário 2, o que tira a possível receita que a microrrede pode gerar numa configuração conectada. Por esse mesmo motivo, não existe um momento em que haverá um *payback* para este cenário, mesmo que o projeto tivesse um tempo de vida tendendo ao infinito. Também vale ressaltar que não existem valores de O&M negativos em nenhum arranjo pela mesma razão, uma vez que não

haverá receitas na operação do sistema.

Diante das informações obtidas nos cenários 1 e 2, foi possível adicionar restrições ao *HOMER* de forma que as configurações retornadas atendam aos objetivos do projeto e os pontos inadequados percebidos nas primeiras simulações sejam evitados. Para isso, acrescentou-se no software os seguintes requisitos:

- A microrrede será conectada à rede novamente (como exposto na metodologia e realizado no Cenário 1);
- Haverá restrição de uma quantidade mínima de baterias a ser utilizada, de modo que esta supra a operação em modo ilhado da microrrede por 5 horas;
- Haverá restrição de uma potência mínima para o sistema fotovoltaico, para se promover maior diversificação de fontes de geração;
- Haverá restrição de uma potência máxima para o sistema eólico, para se promover maior diversificação de fontes de geração e tornar a configuração sustentável ambientalmente e realista;

Dessa forma, é esperado que essas restrições tornem a configuração da microrrede viável. Os cálculos e motivações para se definir os parâmetros adicionados como restrições serão apresentados na seção 4.3.

### **4.3 CENÁRIO 3: SIMULAÇÃO DA MICRORREDE CONECTADA À REDE COM RESTRIÇÕES ADICIONAIS**

Para se chegar ao resultado esperado no Cenário 3, foi necessário adicionar as restrições discutidas na Subseção 4.2.1. Cada ponto alterado será discutido nas próximas subseções, com cálculos e motivações apresentados.

#### **4.3.1 Quantidade mínima de baterias**

A quantidade mínima de baterias necessária na microrrede foi calculada pensando no atendimento da demanda em operação ilhada por 5 horas (conforme edital da COPEL), e com pior cenário de operação possível - pico de demanda e mínima geração. Calcular dessa maneira garante uma previsão mais segura para o sistema de armazenamento. Utilizou-se os seguintes dados obtidos no Cenário 1:

- Pico de demanda de 8,32 MW: valor utilizado para previsão mais segura, com operação da microrrede no ápice do valor de demanda. Essa demanda foi retornada pelo *HOMER* a partir do consumo médio diário inserido e perfil da carga selecionado (comunidade);

- Geração eólica de 0 kWh: valor retornado pelo *HOMER* em alguns momentos dos mês de março, período com menor velocidade dos ventos (CRESESB 2018);
- Geração fotovoltaica de 0 kWh: valor retornado pelo *HOMER* em períodos do dia entre 18:00 e 06:00, aproximadamente;

Então, para se chegar à quantidade de baterias necessárias  $Q_{bat}$ , realizou-se o seguinte cálculo:

$$Q_{bat} = \frac{D \cdot T}{C_{bat}} \quad (4.1)$$

Em que:

- $D$  é a demanda em seu valor de pico (kW);
- $T$  é o tempo de operação em modo ilhado (em horas);
- $C_{bat}$  é a capacidade nominal de uma bateria (kWh).

Diante disso, foi calculado um valor mínimo de quantidade de baterias de  $Q_{bat} = 416$ .

Uma observação pertinente sobre essa quantidade mínima de baterias é que ela foi prevista pensando na demanda atual do local. Caso haja alguma expansão de cargas, devem ser adicionadas novas baterias ao sistema de armazenamento.

#### 4.3.2 Quantidade mínima de módulos solares

Para se calcular a quantidade mínima de módulos para o sistema fotovoltaico da microrrede, levou-se em consideração arranjos diversos sugeridos pelo *software* ao longo das simulações e espaço disponível no local para implantação.

Conforme exposto na Seção 3.4, prevê-se uma quantidade de residências de aproximadamente 10 mil em Itacaré, número encontrado dividindo-se a população total de Itacaré (29.051 pessoas) pela quantidade média de pessoas por domicílio no Brasil (2,9). Sendo assim, este valor foi considerado para que uma porcentagem destas pudesse contemplar a instalação desses módulos.

Além disso, pensando em uma geração relevante para a demanda local, seria interessante um valor próximo à metade da geração necessária para abastecer as unidades consumidoras no pico da demanda existente (8,32 MW). Sendo assim, uma geração fotovoltaica próxima de 4,16 MWh atenderia esse requisito.

Diante desses números, foi definida a quantidade mínima de módulos para a simulação de 3.000 módulos, o que possuiria uma potência nominal de 3 MW. Vale ressaltar que esse é apenas um requisito mínimo, podendo ser utilizada uma maior quantidade caso seja mais viável ou necessário para atendimento da demanda.

### 4.3.3 Quantidade máxima de turbinas eólicas

Para se calcular a quantidade máxima de turbinas eólicas, foi levado em consideração principalmente a questão de espaço no local da microrrede. Foi visto, no Cenário 1, que o software sugeria a utilização de uma grande quantidade de turbinas em seus arranjos, o que era inviável em questão de espaço e aumentava muito o capital inicial investido.

Portanto, utilizou-se como base de área necessária para implantação de um sistema o Complexo Eólico de Osório, no Rio Grande do Sul. Esse complexo é composto por 150 turbinas de 2 MW, potência nominal próxima à das turbinas utilizadas no estudo. A área ocupada por ele é de 130 km<sup>2</sup>, então calculou-se que, na média, a área de um sistema eólico ocupará será próxima de 0,86 km<sup>2</sup> por turbina.

A partir disso, definiu-se uma quantidade máxima de 20 turbinas eólicas para o sistema, o que ocuparia uma área de aproximadamente 17,3 km<sup>2</sup> com base no Complexo Eólico de Osório, espaço disponível e possível de se utilizar baseado em observações de satélite e mapa de APA, e possuiria uma capacidade nominal de 30 MW. Essa escolha limita bastante, também, o capital inicial investido para implantação da microrrede, o que aumenta a viabilidade econômica da implantação da mesma.

### 4.3.4 Simulação

No Cenário 3, foram simuladas 887 soluções pelo *software*, sendo todas elas factíveis, considerando o consumo de energia elétrica médio de 56.004,18 kWh/dia. Com a otimização dos melhores resultados, obteve-se os principais arranjos. Estes se encontram listados na Tabela 4.5 (seguindo a ordem do primeiro ao quarto indicada pelo *software*).

Tabela 4.5: Principais arranjos da microrrede para o Cenário 3. Fonte (Elaboração Própria).

<b>Arranjo microrrede</b>	<b>FV (MW)</b>	<b>Eólico (MW)</b>	<b>Bateria (Quant.)</b>	<b>Energia comprada (GWh)</b>	<b>Energia excedente (GWh)</b>	<b>Percentual renovável</b>
Base	-	-	-	20,44	-	0
1	3	30	416	5,96	42,96	90,6
2	13,38	30	416	4,87	46,4	92,7
3	29,77	27	416	4,92	41	92,0



Então, a partir dos arranjos apresentados como soluções factíveis para se atender a microrrede local, obtém-se os dados econômicos relacionados a ele. Estes se encontram listados na Tabela 4.6.

Tabela 4.6: Comparação econômica para implantação e operação de cada um dos arranjos do Cenário 1. Fonte (Elaboração Própria).

<b>Arranjo microrrede</b>	<b>Capital inicial (10<sup>6</sup> * US\$)</b>	<b>NPC (10<sup>6</sup> * US\$)</b>	<b>COE (US\$/kWh)</b>	<b>O&amp;M (10<sup>6</sup> * US\$)</b>	<b>Payback simples</b>	<b>Payback descontado</b>
Base	-	23,8	0,132	2,74	-	-
1	80,8	66,3	0,123	-3,11	13,73	N.A.
2	104	85,8	0,151	-3,61	34,23	N.A.
3	136	124	0,239	-1,34	N.A.	N.A.

O arranjo 1 é constituído exatamente pelos valores impostos como requisitos mínimos e máximos abordados nesta seção. Este arranjo foi apresentado pelo *software* como melhor solução para o cenário. Nele, o percentual de energia que abastece a carga é originado 90,6% por fontes renováveis, ou seja, menos de 10% da energia que abastece as cargas é proveniente da rede. A energia comprada é de apenas 5,96 GWh, frente a 42,96 GWh de excedente injetado. Destaca-se o valor da comprada, menor que nos arranjos do Cenário 1, mesmo possuindo uma capacidade de geração muito menor. Seus dados econômicos são: capital inicial de US\$80,8 milhões, NPC de US\$66,3 milhões, COE de US\$0,123/kWh, O&M de US\$-3,11 milhões, *payback* simples de 13,73 anos e não atingido dentro do tempo de vida considerado pelo *software* para o projeto.

O arranjo 2 é constituído pelos mesmos componentes do arranjo 1, mas com uma potência do sistema fotovoltaico 4,46 vezes maior que o arranjo 1. O percentual de energia que abastece a carga é originado 92,7% por fontes renováveis. A quantidade de energia comprada é de apenas 4,87 GWh, e o excedente injetado é de 46,4 GWh. Seus dados econômicos são: capital inicial de US\$104 milhões, NPC de US\$85,8 milhões, COE de US\$0,151/kWh (aqui já se torna maior que o caso base), O&M de US\$-3,61 milhões, *payback* simples de 34,23 anos e descontado não atingido dentro do tempo de vida considerado pelo *software* para o projeto.

Por fim, arranjo 3 é constituído também pelos mesmos componentes que os arranjos 1 e 2, mas com uma geração eólica 10% menor que em ambos, e fotovoltaica aproximadamente 10 vezes maior que do arranjo 1. O percentual de energia que abastece a carga é originado 92,0% por fontes renováveis. A quantidade de energia comprada é de 4,92 GWh, e o excedente injetado é de 41 GWh. Destaca-se seus dados econômicos, que são o de maiores custos dentre os três arranjos do cenário: capital inicial de US\$136 milhões, NPC de US\$85,8 milhões, COE de US\$0,239/kWh, O&M de US\$1,34 milhões, e tanto *payback* simples quanto descontado não atingidos dentro do tempo de vida considerado pelo *software* para o projeto;

### 4.3.5 Análise dos dados

A partir dos dados apresentados nas tabelas 4.5 e 4.6, nota-se que os arranjos retornados pelo *HOMER* com as novas restrições adicionadas convergem bastante ao objetivo da microrrede em estudo. Como primeiro ponto relevante, nota-se a presença de todas as fontes de geração com baterias sendo indicadas nos arranjos, todos possuindo alto percentual de energia proveniente de fontes renováveis alimentando as cargas.

Foi possível observar, também, que algumas tendências dos cenários anteriores se mantiveram. Por exemplo, é evidente que o software indicou como mais viável a configuração com o máximo de potência do sistema eólico, e o mínimo do fotovoltaico e em quantidade de baterias. As motivações para isso são as mesmas e já foram discutidas nos outros cenários: principalmente pelo menor custo de implantação do sistema eólico (US\$/kW) frente ao fotovoltaico, e despriorização da utilização de baterias visto que a tarifa de injeção do excedente de energia é igual à de compra, além de o *software* não prever uma quantidade específica de tempo em que a microrrede deve ser capaz de operar ilhada.

Em relação aos arranjos, ainda é possível observar que, apesar de o arranjo 1 ser retornado pelo *software* como mais viável, uma maior quantidade de módulos fotovoltaicos traz características interessantes relacionadas à operação da microrrede. Os arranjos 2 e 3 possuem um maior percentual de energia proveniente de fontes renováveis alimentando as cargas que o arranjo 1, além de menor quantidade de energia comprada e maior quantidade de energia excedente injetada que este. Esses dados mostram uma pequena vantagem em relação à autossuficiência da microrrede e, conseqüentemente, confiabilidade energética.

Sobre os dados econômicos, observa-se num panorama geral números muito mais realistas e viáveis que nos cenários anteriores. Isso pode ser explicado pelas novas restrições de quantidades de geradores, o que diminuiu muito o capital inicial investido na implementação da microrrede. Houve uma diminuição, também, do NPC neste cenário, o que traz ainda mais viabilidade para o projeto. Ainda, foram obtidos ótimos valores de COE e O&M (todos negativos) nos três arranjos, sendo que o primeiro deles possuiu o valor mais interessante de COE - menor que o do caso base, o que se torna um grande incentivo para implementação do sistema visto pelo lado dos consumidores e concessionária.

Por outro lado, nota-se que os *paybacks* aumentaram em relação aos outros cenários, sendo que em nenhum dos arranjos atingiu-se o *payback* descontado dentro do tempo de vida do projeto calculado pelo software, que foi de 50 anos, assim como anteriormente. A explicação para isso está, novamente, na diminuição da potência gerada pela microrrede com as restrições acrescentadas, o que diminui a quantidade de energia vendida pela mesma e, conseqüentemente, as receitas de sua operação, aumentando o *payback* do projeto. Essa mudança era esperada, e não considera-se que torna a implantação inviável, uma vez que ela se configura como um projeto de longo prazo, e seu objetivo principal não é obter o retorno do investimento financeiramente falando, mas sim fornecer uma energia de forma mais sustentável, barata, com maior qualidade e confiabilidade, controlável, e autossuficiência do sistema.

Então, diante desses dados e motivações, concluiu-se que o arranjo 1 é o ideal para a microrrede no local escolhido, por possuir os requisitos necessários para operação à maneira de um sistema moderno, trazendo todas as vantagens que essa arquitetura fornece para a população local e sistema elétrico. Ainda, o COE menor que o caso base foi uma grande motivação para se escolher esse arranjo, uma vez que o custo de energia menor que no cenário atual é uma grande atratividade para os órgãos e empresas envolvidos no custeio de um projeto dessa dimensão. E isso traz vantagem, também, aos consumidores do local, que possivelmente passarão a pagar menos em suas contas de energia. Por fim, há ainda a motivação da confiança no *software* escolhido, que faz uma abordagem muito ampla de pontos técnicos, econômicos, ambientais, e trouxe a configuração em questão também como a mais viável.

#### 4.3.6 Análise econômico de longo prazo da microrrede definida para o projeto

Avaliando a operação da microrrede no longo prazo, o *HOMER* permite a visualização de dados econômicos ao longo dos anos relacionados às receitas e custos envolvidos em sua operação. Primeiramente, na figura 4.1 é trazido um gráfico com o fluxo de caixa acumulado envolvido no projeto de sua implantação e operação:

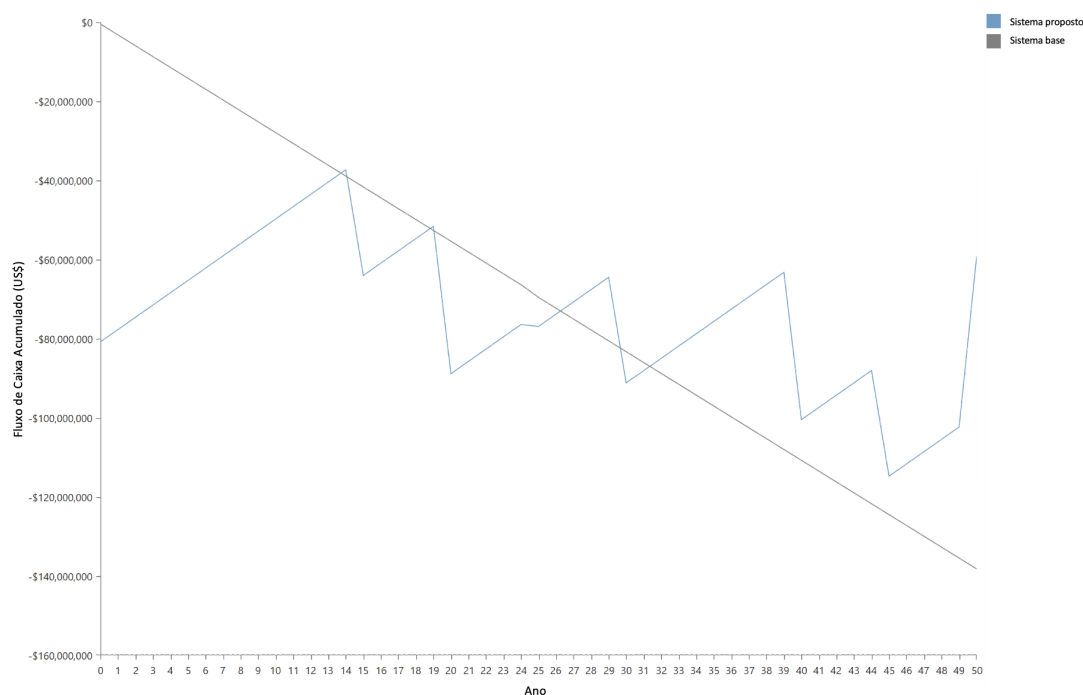


Figura 4.1: Fluxo de caixa acumulado do projeto de microrrede em Itacaré. Fonte (HOMER 2022).

No gráfico, o eixo X representa a quantidade de anos do projeto a partir do início de sua operação, o eixo Y representa o valor do fluxo de caixa, a linha em cinza representa o caso base, e em azul o sistema proposto.

O sistema proposto parte de US\$80,8 milhões negativos, que corresponde ao capital inicial investido, e vai crescendo discretamente ao longo dos anos de operação, com quedas ocasionais

em momentos de substituição de componentes diversos do sistema (geradores, bateria, sistema de controle, entre outros). Dos 50 anos avaliados, é possível observar uma tendência de longo prazo de o sistema proposto decrescer com uma menor inclinação que o sistema base, o que traz um NPC menor que este, e alta viabilidade econômica da implantação da microrrede avaliando o longo prazo.

A figura 4.2 traz uma visualização do fluxo de caixa por ano do projeto, de maneira não acumulada:

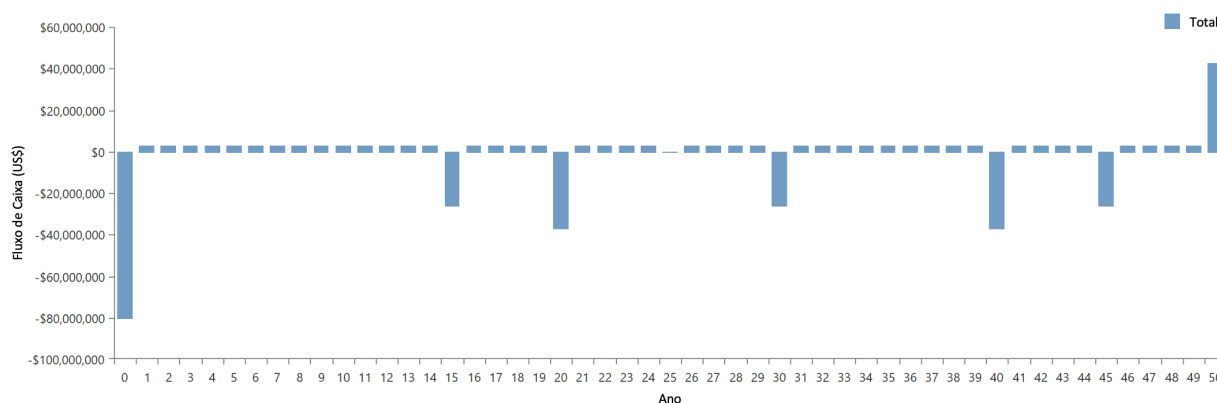


Figura 4.2: Fluxo de caixa anual do projeto de microrrede em Itacaré. Fonte (HOMER 2022).

Nesse gráfico, os eixos X e Y tem os mesmos significado do gráfico anterior, mas é analisado somente o caso proposto nele, sem comparação com o caso base. Observa-se com mais clareza a questão dos grandes custos ocasionais com substituição de equipamentos da microrrede, com ocorrência em períodos múltiplos de 15 e 20 anos. É importante ressaltar que este é um comportamento esperado e ideal, mas um caso real muito provavelmente não teria substituições de componentes do sistema com um comportamento tão típico, o que traria um visual menos padrão para esse gráfico.

Diante disso, reforça-se a viabilidade econômica do projeto em estudo. Sua implantação envolveria um custo alto de capital a ser investido, equivalente a aproximadamente R\$380 milhões em reais, mas a sua operação ao longo do tempo traria vantagens nesse investimento no cenário atual do setor elétrico.

#### 4.3.7 Análises de sensibilidade

Após encontrado o arranjo ideal para implantação da microrrede no local escolhido, buscou-se no estudo entender o impacto da variação de alguns parâmetros utilizados na viabilidade econômica, de modo a identificar possibilidades de melhorias em um cenário futuro. Esses impactos foram observados através de algumas análises de sensibilidade, que consistem em avaliações com objetivo de estimar o resultado gerado por mudanças em parâmetros envolvidos em um projeto, de modo a medir o grau de sensibilidade do processo perante uma alteração.

Uma observação importante é que essas análises retornarão os melhores arranjos nas condições mostradas nos gráficos indicadas pelo *HOMER*. Ou seja, cada arranjo que for mostrado na análise de sensibilidade é uma indicação do próprio software como configuração ideal para aquela condição específica.

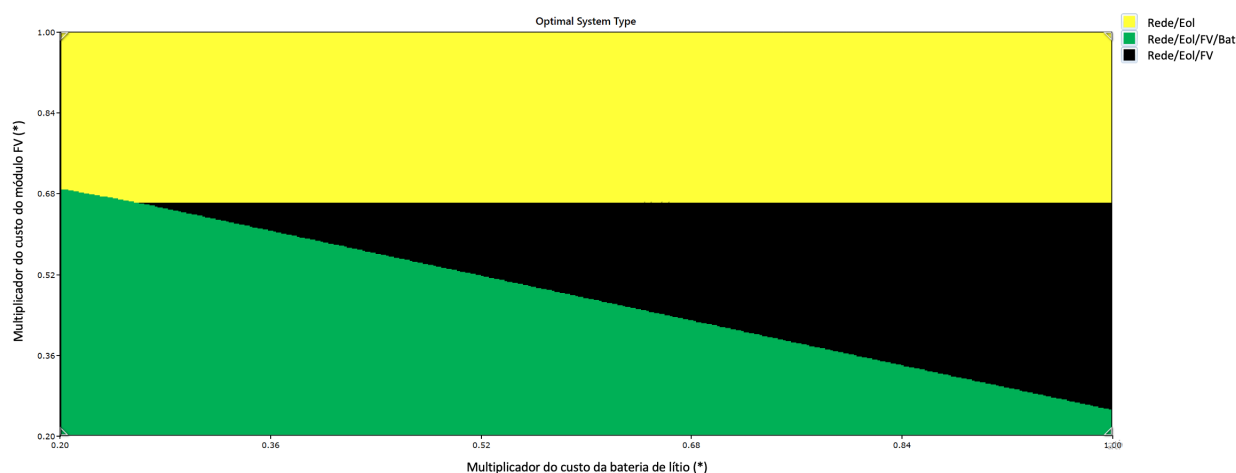


Figura 4.3: Análise de sensibilidade variando custos do sistema fotovoltaico e das baterias de lítio. Fonte (HOMER 2022).

Primeiramente, na Figura 4.3 é representada uma análise de sensibilidade envolvendo variações no preço das baterias de lítio (eixo x) e dos geradores fotovoltaicos (eixo Y) utilizados nas simulações. A escolha desses parâmetros foi feita motivada na notável despriorização do *software* na utilização desses componentes nos primeiros cenários. Portanto, desejou-se avaliar se a diminuição no custo desses equipamentos impactaria no retorno de arranjo ideal pelo *HOMER*.

No gráfico, a área em amarelo corresponde a maior viabilidade do arranjo Rede/Eólico; a área em preto corresponde ao arranjo Rede/Eólico/Fotovoltaico; e a área em verde ao arranjo Rede/Eólico/Fotovoltaico/Bateria, que é o arranjo desejado para o estudo. O custo de ambos equipamentos utilizados variaram de 20% (limite inferior) a 100%, a fim de se entender o impacto na viabilidade de se baratear os custos dos mesmos.

Nota-se que, para as condições normais, o arranjo ideal indicado para o *software* é o Rede/Eólico, o que era esperado, como visto no Cenário 1. As outras configurações vão se tornando mais viáveis com a diminuição dos custos da bateria e, principalmente, dos geradores fotovoltaicos. Para custos com geração fotovoltaica menor que aproximadamente 70% do valor utilizado, esse já passa a se tornar relevante, sendo sugeridos os arranjos Rede/Eólico/Fotovoltaico e Rede/Eólico/Fotovoltaico/Bateria. Associado a esse menor custo do sistema fotovoltaico, quanto menor o custo das baterias, mais conveniente é para o *software* o arranjo com todos os componentes, que é o desejado para os objetivos da microrrede.

Sendo assim, nota-se que a diminuição de custos de componentes que compõem uma microrrede é de grande importância para torná-la ainda mais viável, pelo lado econômico. Incentivos e possíveis parcerias do governo ou concessionárias com grandes empresas que vendem essas

tecnologias seriam de grande valor para se expandir esse tipo de sistema no Brasil. Além disso, naturalmente nota-se ao longo do tempo a diminuição dos custos desses componentes, tanto pelo avanço tecnológico, quanto pelo aumento desse comércio, o que aumenta a competitividade e diminui o preço. Esse é mais um fator que pode tornar ainda mais viável a implantação de sistemas com essa arquitetura.

Para a realização da segunda e terceira análises de viabilidade, motivou-se em fatores econômicos, diante dos últimos grandes acontecimentos geopolíticos que têm abalado a economia mundial. Episódios como guerra da Rússia com a Ucrânia, tensão entre aliados da OTAN e Rússia, e grande alta das *comodities* recentemente têm causado impactos econômicos imprevisíveis e diversos no mundo, independente do grau de envolvimento dos países nesses acontecimentos. Portanto, a segunda análise, ilustrada na Figura 4.4 considera o aumento da taxa de juros atual (eixo X) com os custos do módulo fotovoltaico (eixo Y), já que esta variável teve maior impacto na primeira análise.

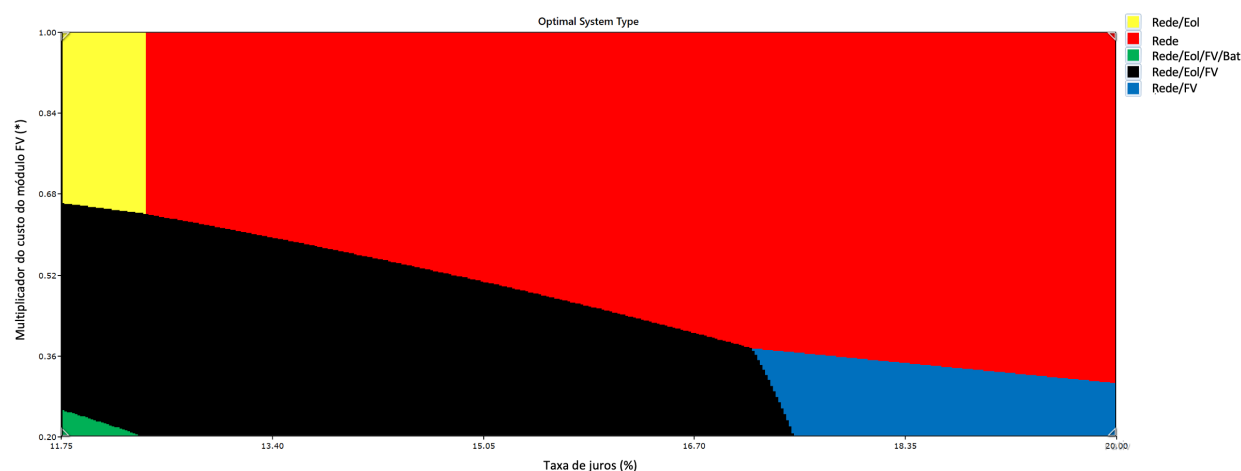


Figura 4.4: Análise de sensibilidade variando custos do sistema fotovoltaico e aumentando taxa de juros atual. Fonte (HOMER 2022).

Nota-se nesta análise uma maior quantidade de arranjos, sendo todos compostos pelas diferentes combinações entre os componentes já conhecidos. Os arranjos presentes são: Rede/Eólico em amarelo; Rede em vermelho; Rede/Eólico/Fotovoltaico em preto; Rede/Fotovoltaico em azul; e Rede/Eólico/Fotovoltaico/Bateria em verde. Destaca-se a tamanha relevância do arranjo Rede nos cenários de alta da taxa de juros atual, principalmente se os custos do sistema fotovoltaico não sofrerem significativa redução, o que representa a inviabilidade da implantação da microrrede, economicamente falando.

Outra observação interessante é que o peso do barateamento do sistema fotovoltaico continua tendo grande peso para sua utilização nos arranjos, mesmo com aumento da taxa de juros. Inclusive, pela primeira vez, o *HOMER* retornou um arranjo mais vantajoso composto apenas por Rede/Fotovoltaico, sem geradores eólicos, para taxa de juros acima de aproximadamente 17% e custo do sistema fotovoltaico abaixo de aproximadamente 36% do valor atual.

Outro ponto de destaque é o arranjo completo, que torna-se viável apenas com o mantimento da taxa de juros em níveis próximo da atual (valores abaixo de aproximadamente 12%), e com o custo do sistema fotovoltaico muito menor, ao mesmo tempo (menor que aproximadamente 25% do valor atual). Portanto, conclui-se que o possível aumento da taxa SELIC no Brasil tornaria a implantação de uma microrrede muito menos viável economicamente que no cenário atual.

Para a terceira análise de sensibilidade, buscou-se o efeito contrário - a diminuição da taxa de juros utilizada (eixo X) associada à variação dos custos do sistema fotovoltaico (eixo Y). Ela está representada na Figura 4.5.

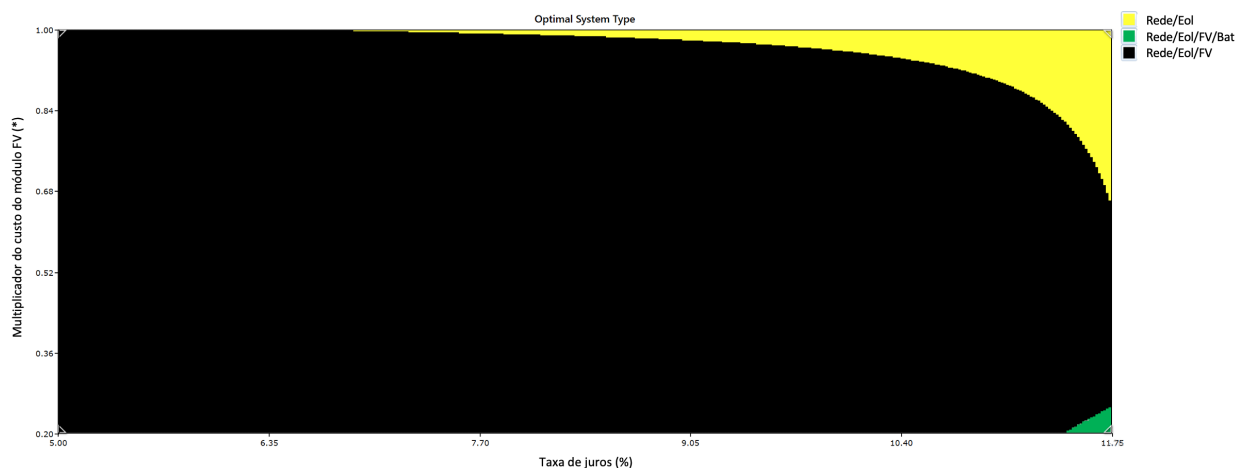


Figura 4.5: Análise de sensibilidade variando custos do sistema fotovoltaico e diminuindo taxa de juros atual. Fonte (HOMER 2022).

Nesta análise, há a maior viabilidade de três arranjos: Rede/Eólico, em amarelo; Rede/Eólico/Fotovoltaico, em preto; Rede/Eólico/Fotovoltaico/Bateria, em verde. O destaque desta análise é para o arranjo Rede/Eólico/Fotovoltaico, que ocupou a maior área do gráfico. Pelo resultado desta análise, nota-se o grande impacto da combinação entre a diminuição da taxa de juros e do custo do sistema fotovoltaico para a maior viabilidade da utilização deste sistema na microrrede, que foi bem despriorizado nos primeiros cenários.

Além disso, para preservação do custo do sistema fotovoltaico em seu nível atual, percebe-se que a diminuição da taxa de juros tem grande impacto para a priorização da utilização do Arranjo Rede/Eólico. Isso pode ser explicado pela vantagem da sua utilização frente ao sistema fotovoltaico, que já foi observada nos cenários simulados, e ainda torna-se ainda mais barato com uma menor taxa de juros.

Por fim, nota-se que o arranjo Rede/Eólico/Fotovoltaico/Bateria tem o mesmo comportamento no gráfico da análise anterior: torna-se viável somente com a taxa de juros em níveis próximos do atual (acima de aproximadamente 11,5%), e com uma drástica redução no custo do sistema fotovoltaico (abaixo de aproximadamente 25% dos níveis de custos atuais). Portanto, o HOMER continuou mantendo este arranjo despriorizado em se tratando de questões econômicas frente aos outros arranjos possíveis.

#### 4.4 CONSIDERAÇÕES GERAIS

O estudo de caso realizado foi de grande valia para se demonstrar as vantagens da implementação de uma microrrede elétrica em um local adequado, em relação a uma rede elétrica convencional. Os pontos utilizados como motivação nos capítulos 1 e 2 para utilização dessa nova configuração de sistema elétrico frente ao convencional podem ser observados (ou pensados teoricamente), como:

- Utilização de fontes renováveis e sistemas de geração menos impactantes para o meio ambiente;
- Independência da fonte de geração hídrica, que vem se tornando escassa com mudanças climáticas;
- Implantação de um sistema com energia mais barata que o convencional, demonstrado pelo menor COE em relação ao da rede elétrica atual;
- Capacidade de operação ilhada, aumentando a autossuficiência do sistema e aumentando a confiabilidade da energia fornecida aos consumidores locais;
- Maior eficiência energética na microrrede, dado o controle inteligente aplicado à sua operação e utilização de componentes com tecnologia mais atual;
- Impacto social positivo, com melhora na qualidade de vida da população contemplada com uma energia mais barata, confiável e de melhor qualidade;

Esses pontos demonstram que a implantação da microrrede simulada atingiu os objetivos desejados para o estudo. Por mais que ela necessite um alto capital inicial a ser investido, foram trazidos dados que indicam a vantagem do investimento no longo prazo, economicamente. Ainda, é interessante lembrar que, por mais que a microrrede traga benefícios financeiros, as vantagens trazidas na sua implantação são mais amplas, e não deveriam ser visualizadas com uma abordagem exclusivamente econômica.

Outras conclusões de grande valor obtidas no estudo são relacionadas a possíveis iniciativas que poderiam viabilizar ainda mais a expansão desse tipo de sistema no país. Os estudos de sensibilidade indicaram o quão vantajoso se tornam arranjos de microrredes completos (que eram o objetivo) com questões relacionadas a diminuição de custos de componentes, principalmente os de maior custo hoje, ou até mesmo em questões econômicas como redução da taxa de juros. Portanto, incentivos governamentais como diminuição de impostos para compra de componentes por concessionárias que desejam implementar esse tipo de sistema, parceria com empresas internacionais fornecedoras destas tecnologias, ou até mesmo o incentivo ao desenvolvimento tecnológico no país dos equipamentos que compõem uma microrrede, trazendo menor custo dos mesmos, seriam provavelmente grandes viabilizadores delas.



Por fim, vale ressaltar a importância do *software* utilizado para a realização do estudo. A possibilidade de se realizar análises econômicas e técnicas de maneira tão aplicada ao objetivo tornou o estudo de caso bastante factível. Houveram alguns pontos de dificuldade relacionados a diferença de objetivos pessoais e do *software*, como a não previsão de operação da microrrede em modo ilhado por um período específico, mas que foi contornado com análises dos resultados e acréscimos de restrições manuais como parâmetros de entrada. Os resultados retornados por ele foram satisfatórios e trouxeram importantes conclusões, em cada um dos cenários, até que se pudesse chegar a um modelo interessante a ser proposto como solução para a demanda local.

## 5 CONCLUSÕES

O presente trabalho trouxe, inicialmente, um panorama geral do sistema elétrico brasileiro, com características marcantes relacionados a ele, assim como dores existentes hoje. Principalmente nos âmbitos ambiental, social, econômico e tecnológico, foram discutidas questões que culminam em oportunidades de melhoria do atual sistema, o que abre espaço para se adotar a utilização de novos tipos de arquitetura de sistemas elétricos.

Diante disso, foi proposto considerar a utilização de microrredes no Brasil. Para isso, primeiramente foi trazido no trabalho uma fundamentação teórica em relação a esse tema, desde definições (presentes no Capítulo 1), contexto das microrredes no mundo e no Brasil, até a abordagem dos componentes e configurações atrelados a esse tipo de sistema (presentes no Capítulo 2). Ao final dessa fundamentação, foi trazida uma comparação resumo (Tabela 2.1) de vantagens relacionadas a aspectos específicos entre microrredes e redes convencionais, onde se pôde observar vantagens daquelas em relação a estas em diversos âmbitos.

Tendo toda a fundamentação teórica sido concluída, propôs-se então uma metodologia que fosse adequada à realização de um estudo de caso relacionado à viabilidade de se implementar uma microrrede no Brasil em um local a nível de cidade. O local escolhido foi Itacaré, no estado da Bahia, motivando-se nos principais objetivos de estudo, sendo esse um local com relevante necessidade de uma energia de alta confiabilidade, qualidade e melhor custo possível, e com significativa disponibilidade de recursos energéticos naturais. Escolheu-se os materiais a serem utilizados para as análises, sendo o principal deles o *software HOMER*, de grande valia para o estudo, onde se realizou simulações para investigação de viabilidade principalmente econômica e técnica.

A partir das simulações e análises dos resultados, foram sendo realizadas otimizações de modo a se chegar a um arranjo ideal de microrrede que atendesse os objetivos do estudo. No terceiro cenário de simulação, observou-se dados muito favoráveis a se definir o arranjo ideal para o estudo, que além de ser viável economicamente numa análise de longo prazo, atendia a demanda do local escolhido.

Assim, atingidos os objetivos do estudo ao encontrar um arranjo ideal de microrrede que se atendesse os requisitos desejados, foram feitas, ainda, análises de sensibilidade para que se pudesse obter oportunidades de melhorias em cenários futuros, trazendo uma viabilidade ainda maior para a adoção dessa arquitetura de sistema. Foi possível, com essas análises, chegar a conclusões relevantes de como incentivos atrelados a barateamento de custos de componentes, ou até mesmo diminuição da taxa de juros na economia podem tornar a instalação e operação da microrrede ao longo do tempo significativamente mais viável.

Por fim, conclui-se que o estudo feito diante de toda motivação introduzida trouxe informações valiosíssimas a respeito da viabilidade de implementação de uma microrrede em uma cidade

brasileira de perfil residencial e comercial. Foi obtido um resultado em que se tornaria necessário um alto capital inicial investido para sua instalação, mas com dados que tornam evidente uma vantagem econômica no longo prazo. Ainda, como mostrado, essa microrrede traria diversas vantagens em aspectos energéticos para a população e rede elétrica local.

## **5.1 TRABALHOS FUTUROS**

Como oportunidades de trabalhos futuros complementares ou relacionados ao tema, pode-se citar:

- a) Proposição de modelos de negócios relacionados a microrredes implementadas em cidades com perfil residencial;
- b) Análise sobre futuras redes elétricas inteligentes compostas por microrredes em cidades com perfil residencial;
- c) Projeção da viabilidade futura da implementação de microrredes baseada na tendência de custos de componentes elétricos;
- d) Impacto da regulamentação nacional de microrredes e REI em suas expansões;
- e) Avaliação de parâmetros de qualidade de energia em microrredes;
- f) Modelagem de sistemas de proteção para microrredes.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Ahmed 2000 AHMED, A. *Eletrônica de Potência*. São Paulo: Prentice Hall, 2000.
- ANEEL 2015 ANEEL. *Geração Distribuída*. 2015. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>>.
- ANEEL 2016 ANEEL. *Cadernos Temáticos ANEEL - Micro e Minigeração Distribuída - Sistema de Compensação de Energia Elétrica*. 2016. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/documents/656877/14913578/Caderno+tematico+Micro+e+Minigeraç~ao+Distribuida+-+2+edicao/716e8bb2-83b8-48e9-b4c8-a66d7f655161>>.
- ANEEL 2021 ANEEL. *Bandeiras Tarifárias*. 2021. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias>>.
- Bahia 1993 BAHIA, G. do Estado da. *Área de Proteção Ambiental*. 1993. Disponível em: <<https://www.itacare.com.br/itacare/apa/>>.
- Bellido 2018 BELLIDO, M. *Microrredes Elétricas: Uma Proposta de Implementação no Brasil*. Tese (Doutorado) — UFRJ, 2018.
- BEN 2021 BEN. *Relatório Síntese 2021*. 2021.
- CGEE 2012 CGEE. *Redes Elétricas Inteligentes: contexto nacional*. 2012.
- Cole, Frazier e Augustine 2021 COLE, W.; FRAZIER, A. W.; AUGUSTINE, C. *Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2021 Update*. 2021. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/79236.pdf>>.
- COPEL 2020 COPEL. *Chamada Pública COPEL DIS GD 001/2020 - Compra de Energia Elétrica de Geração Distribuída*. 2020.
- CRESESB 2018 CRESESB. *Centro de Referência para Energia Solar e Eólico Sergio Brito*. 2018. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/>>.
- Energia 2019 ENERGIA, C. *Apagão de março de 2018 vira R\$ 11 milhões em multas para BMTE e ONS*. 2019. Disponível em: <<https://www.canalenergia.com.br/noticias/53089165/apagao-de-marco-de-2018-vira-r-11-milhoes-em-multas-para-bmte-e-ons>>.
- EPE 2020 EPE. *Análise Socioambiental das Fontes Energéticas do PDE 2030*. 2020. Disponível em: <[https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/topico-531/NT\%20EPE-DEA-SMA-020-2020\%20-\%20Analise\%20Socioambiental\%20das\%20Fontes\%20Energeticas\%20do\%20PDE\%202030\%20formatacao\\_rev210521.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/topico-531/NT\%20EPE-DEA-SMA-020-2020\%20-\%20Analise\%20Socioambiental\%20das\%20Fontes\%20Energeticas\%20do\%20PDE\%202030\%20formatacao_rev210521.pdf)>.
- EPE 2021 EPE. *Consumo Mensal de Energia Elétrica por Classe (regiões e subsistemas)*. 2021. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/consumo-de-energia-eletrica>>.
- EPE 2021 EPE. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2031*. 2021. Disponível em: <[https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-607/topico-609/Relatorio\\_PDE2031\\_ConsultaPublica.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-607/topico-609/Relatorio_PDE2031_ConsultaPublica.pdf)>.

- Feldman et al. 2021 FELDMAN, D.; RAMASAMY, V.; FU, R.; RAMDAS, A.; DESAI, J.; MARGOLIS, R. *U.S. Solar Photovoltaic System and Energy Storage Cost Benchmark: Q1 2020*. 2021. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/77324.pdf>>.
- Giraldez et al. 2018 GIRALDEZ, J.; FLORES-ESPINO, F.; MACALPINE, S.; ASMUS, P. *Phase I Microgrid Cost Study: Data Collection and Analysis of Microgrid Costs in the United States*. 2018. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/67821.pdf>>.
- Hofer, Svetozarevic e Schlueter 2017 HOFER, J.; SVETOZAREVIC, B.; SCHLUETER, A. Hybrid ac/dc building microgrid for solar pv and battery storage integration. In: *2017 IEEE Second International Conference on DC Microgrids (ICDCM)*. [S.l.: s.n.], 2017. p. 188–191.
- Hossain et al. 2014 HOSSAIN, E.; KABALCI, E.; BAYINDIR, R.; PEREZ, R. Microgrid testbeds around the world: State of art. In: *Energy Conversion and Management*. [S.l.: s.n.], 2014. v. 86, p. 132–153.
- Lasseter 2002 LASSETER, R. Microgrids. In: *2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.02CH37309)*. [S.l.: s.n.], 2002. v. 1, p. 305–308 vol.1.
- MapBiomass 2021 MAPBIOMASS. *A Dinâmica da Superfície de Água no Território Brasileiro*. 2021. Disponível em: <[https://mapbiomas-br-site.s3.amazonaws.com/MapBiomass\\_Água\\_Agosto\\_2021\\_22082021\\_OK\\_v2.pdf](https://mapbiomas-br-site.s3.amazonaws.com/MapBiomass_Água_Agosto_2021_22082021_OK_v2.pdf)>.
- Monshizadeh et al. 2016 MONSHIZADEH, P.; PERSIS, C.; MONSHIZADEH, N.; SCHAFT, A. A communication-free master-slave microgrid with power sharing. *2016 American Control Conference (ACC)*, 2016.
- Narvaez et al. 2015 NARVAEZ, D.; VILLALVA, M.; BARROS, T.; MOREIRA, A.; NASCIMENTO, P.; RUPPERT, E. Modelagem e otimização dos controladores de um conversor cc/ca para microrredes. *VI Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos*, 2015.
- Pagano e Cristiano 2015 PAGANO, D.; CRISTIANO, R. Bifurcações no controle de um conversor boost bidirecional operando em uma microrrede cc. 2015.
- Santos 2017 SANTOS, R. *Por R\$ 75 milhões, projeto piloto de smart grid avança em Barueri*. 2017. Disponível em: <<http://infraroi.com.br/por-r-75-milhoes-projeto-piloto-de-smart-grid-avanca-em-barueri/>>.
- Souza et al. 2019 SOUZA, M.; MELO, F.; COELHO, E.; FREITAS, L. O que são microrredes? - conceitos, componentes e controle. *Conferência de Estudos de Engenharia Elétrica - ISSN 2596-2221*, 2019.
- Stehly e Duffy 2021 STEHLY, T.; DUFFY, P. *2020 Cost of Wind Energy Review*. 2021. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/fy22osti/81209.pdf>>.
- Tan, Li e Wang 2012 TAN, X.; LI, Q.; WANG, H. Advances and trends of energy storage technology in microgrid. *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, v. 44, n. 1, p. 179–191, 2012.
- Zamora e Srivastava 2010 ZAMORA, R.; SRIVASTAVA, A. Controls for microgrids with storage: Review, challenges, and research needs. 2010.