



Universidade Federal de Ouro Preto
Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas
Departamento de Engenharia Elétrica



Trabalho de Conclusão de Curso

Análise do desempenho de uma microrrede com múltiplas unidades de geração

Iago Wayne Silva de Carvalho

João Monlevade, MG

2020

Iago Wayne Silva de Carvalho

Trabalho de Conclusão de curso apresentado à Universidade Federal de Ouro Preto como parte dos requisitos para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica pelo Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas da Universidade Federal de Ouro Preto.

Orientador: Prof. Welbert Rodrigues Alves

Universidade Federal de Ouro Preto

João Monlevade

2020

SISBIN - SISTEMA DE BIBLIOTECAS E INFORMAÇÃO

C331a Carvalho, Iago Wayne Silva de .
Análise do desempenho de uma microrrede com múltiplas unidades de geração. [manuscrito] / Iago Wayne Silva de Carvalho. - 2020.
43 f.: il.: color., gráf., tab., mapa.

Orientador: Prof. Me. Welbert Rodrigues Alves.
Monografia (Bacharelado). Universidade Federal de Ouro Preto.
Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas. Graduação em Engenharia Elétrica .

1. Geração distribuída de energia elétrica. 2. Energia elétrica - Consumo. 3. Energia elétrica - Distribuição. I. Alves, Welbert Rodrigues. II. Universidade Federal de Ouro Preto. III. Título.

CDU 621.31

Bibliotecário(a) Responsável: Flavia Reis - CRB6-2431



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DE OURO PRETO
REITORIA
INSTITUTO DE CIÊNCIAS EXATAS E APLICADAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELETRICA



FOLHA DE APROVAÇÃO

Iago Wayne Silva de Carvalho

Análise do desempenho de uma microrrede com múltiplas unidades de geração

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Ouro Preto como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro Eletricista

Aprovada em 22 de outubro de 2020

Membros da banca

Dr - Welbert Alves Rodrigues - Orientador - UFOP
Dr - Wilingthon Guerra Zvietcovich - UFOP
MSc - Rhonei Patric dos Santos - UFOP

Welbert Alves Rodrigues, orientador do trabalho, aprovou a versão final e autorizou seu depósito na Biblioteca Digital de Trabalhos de Conclusão de Curso da UFOP em 15/12/2020



Documento assinado eletronicamente por **Welbert Alves Rodrigues, PROFESSOR DE MAGISTERIO SUPERIOR**, em 21/12/2020, às 09:59, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://sei.ufop.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0118210** e o código CRC **4F1AAFCB**.

Referência: Caso responda este documento, indicar expressamente o Processo nº 23109.009985/2020-88

SEI nº 0118210

R. Diogo de Vasconcelos, 122, - Bairro Pilar Ouro Preto/MG, CEP 35400-000
Telefone: - www.ufop.br

Resumo

O presente trabalho tem como objetivo apresentar uma solução para residências e comércios quanto ao consumo de energia elétrica usando diferentes tipos de geradores distribuídos. O estudo analisa a possibilidade de implementar microrredes, além da possibilidade de utilização da tarifa branca para estes clientes. Para isso serão realizados estudos de casos de microrredes contendo os seguintes geradores distribuídos: gerador fotovoltaico, eólico, diesel e banco de baterias.

Para verificar a possibilidade de implementação desses sistemas, primeiramente é realizado uma revisão bibliográfica abordando temas que são fundamentais para o entendimento desses sistemas, como a estrutura tarifária na qual o sistema será enquadrado, características de microrredes e de geração distribuída. Em seguida é utilizado o software Homer Energy para realizar a simulação destes sistemas, sendo possível, através dele, considerar diversos fatores importantes para operação da microrrede, como tarifas cobradas, eficiência das unidades geradoras, o despacho de energia dentro do sistema, dentre outros. Por fim, foi feito um estudo de caso para avaliar a implementação dos quatro tipos de geradores distribuídos, a fim de identificar a melhor opção para os clientes.

Palavras-chave: Geração Distribuída, Microrrede, Despacho de Energia

Abstract

This work aims to present a solution for homes and businesses regarding the consumption of electricity using different types of distributed generators. The study examines the possibility of implementing microgrids, in addition to the possibility of using the white tariff for these customers. For that, case studies of microgrids will be carried out containing the following distributed generators: photovoltaic, wind, diesel and battery bank.

In order to verify the possibility of implementing these systems, a bibliographic review is first carried out, addressing themes that are fundamental for the understanding of these systems, such as the tariff structure in which the system will be framed, characteristics of microgrids and distributed generation. Next, the Homer Energy software is used to perform the simulation of these systems, making it possible to consider several important factors for the operation of the microgrid, such as fees charged, efficiency of the generating units, the dispatch of energy within the system, among others. Finally, a case study was carried out to evaluate the implementation of the four types of distributed generators, in order to identify the best option for customers.

Keywords: Distributed Generation, Microgrid, Energy Dispatch.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Capacidade instalada de Micro e Mini GD Anual no Brasil (SANTANA, 2020)	4
Figura 2 – Esquema de uma residência geradora conectada à rede elétrica(PINHO; GALDINO, 2014).	5
Figura 3 – Esquema de uma residência geradora isolada(PINHO; GALDINO, 2014).	6
Figura 4 – Mapa da radiação solar direta anual no Brasil (SOLARGIS, 2015).	6
Figura 5 – Mapa do potencial eólico brasileiro (BRAUNSTEIN, 2016)..	7
Figura 6 – Esquema Geral de uma Microrrede: (SILVA, 2010)	10
Figura 7 – Comparativo entre Tarifa Branca e Convencional - Fonte ANEEL	14
Figura 8 – Topologia do sistema Fotovoltaico-Bateria	17
Figura 9 – Distribuição horária de carga do consumidor residencial	18
Figura 10 – Postos Tarifários aplicado ao Homer Energy	19
Figura 11 – Postos Tarifários aplicado ao Homer Energy	19
Figura 12 – Distribuição mensal de radiação solar em João Monlevade	20
Figura 13 – Divisão dos custos do sistema Fotovoltaico-Bateria sujeito a tarifa branca	21
Figura 14 – Média mensal de produção elétrica do sistema Fotovoltaico-Bateria sujeito a tarifa branca	22
Figura 15 – Comportamento dos geradores distribuídos do sistema Fotovoltaico-Bateria sujeito a tarifa branca	22
Figura 16 – Configurações das microrredes mais eficientes possíveis sujeita a tarifa branca	23
Figura 17 – Divisão dos custos do sistema Fotovoltaico-Bateria sujeito a tarifa convencional	24
Figura 18 – Configurações das microrredes mais eficientes possíveis sujeita a tarifa convencional	24
Figura 19 – Comportamento dos geradores distribuídos do sistema Fotovoltaico-Bateria sujeito a tarifa convencional	25
Figura 20 – Média mensal de produção elétrica do sistema Fotovoltaico-Bateria sujeito a tarifa convencional	25
Figura 21 – Topologia do sistema Eólico-Gerador	27
Figura 22 – Distribuição mensal de ventos durante o ano	27
Figura 23 – Configurações das microrredes mais eficientes possíveis sujeita a tarifa branca	28
Figura 24 – Configurações das microrredes mais eficientes possíveis sujeita a tarifa convencional	29
Figura 25 – Topologia do sistema Eólico-Bateria	29

Figura 26 – Distribuição mensal de vento durante o ano em Parazinho/CE	30
Figura 27 – Configurações das microrredes mais eficientes possíveis sujeita a tarifa branca	30
Figura 28 – Divisão dos gastos do sistema	30
Figura 29 – Média mensal de produção elétrica do sistema Eólico sujeito a tarifa branca	31
Figura 30 – Configurações das microrredes mais eficientes possíveis sujeita a tarifa convencional	31
Figura 31 – Divisão dos custos para o sistema Eólico operando em conjunto com a rede	32
Figura 32 – Distribuição horária de carga do consumidor comercial	33
Figura 33 – Divisão dos custos da microrrede Fotovoltaica-Bateria	34
Figura 34 – Configurações das microrredes mais eficientes possíveis sujeita a tarifa branca	34
Figura 35 – Divisão da produção de energia na microrrede Fotovoltaico-Bateira . .	34
Figura 36 – Comportamento dos geradores distribuídos do sistema Fotovoltaico- Bateria sujeito a tarifa branca	35
Figura 37 – Curva diária carga comercial	36
Figura 38 – Configurações das microrredes mais eficientes possíveis sujeita a tarifa convencional	36
Figura 39 – Média mensal de produção elétrica do sistema Fotovoltaico-Bateria sujeito a tarifa branca	37
Figura 40 – Comportamento dos geradores distribuídos do sistema Fotovoltaico- Bateria sujeito a tarifa convencional	37

Lista de tabelas

Tabela 1 – Resumo das possíveis tarifações para clientes dos Grupo A e B. Em que X representa uma tarifação opcional e O uma tarifação obrigatória . . .	14
Tabela 2 – Dados da curva do cliente residencial	18
Tabela 3 – Postos tarifários da CEMIG. Fonte: CEMIG, 2019	18
Tabela 4 – Dados de entrada do Homer sistema Fotovoltaico-Bateria	20
Tabela 5 – Resumo dos resultados do sistema Fotovoltaico-Bateria atendendo carga residencial	26
Tabela 6 – Resumo dos resultados do sistema Eólico-Bateria atendendo carga residencial	32
Tabela 7 – Dados da curva do cliente comercial	33
Tabela 8 – Resumo dos resultados do sistema Fotovoltaico-Bateria atendendo carga comercial	38

Sumário

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Objetivos Geral	1
1.2	Objetivos Específicos	2
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	3
2.1	Geração Distribuída	3
2.1.1	Geração Distribuída no Brasil	3
2.1.2	Principais tecnologias da geração distribuída	5
2.1.2.1	Energia fotovoltaica	5
2.1.2.2	Energia eólica	7
2.1.2.3	Bateria	8
2.1.2.4	Motores a diesel	8
2.2	Microrredes	9
2.3	Estrutura Tarifária no Brasil	10
2.3.1	Grupo A	11
2.3.1.1	Tarifa Convencional	11
2.3.1.2	Tarifa horo sazonal verde	11
2.3.1.3	Tarifa horo sazonal azul	12
2.3.2	Grupo B	12
2.3.2.1	Tarifa Convencional	13
2.3.2.2	Tarifa Branca	13
2.4	Homer Energy	15
3	ESTUDO DE CASO	17
3.1	Sistema Fotovoltaico-Bateria atendendo carga residencial	17
3.1.1	Carga do sistema	17
3.1.2	Tarifa de energia	18
3.1.3	Sistema fotovoltaico	19
3.1.4	Bateria	20
3.1.5	Resultado Sistema Fotovoltaico Bateria Tarifa Branca	21
3.1.6	Resultado Sistema Fotovoltaico Bateria Tarifa Convencional	23
3.1.7	Comparação das tarifas e topologias	25
3.2	Sistema Eólico-Motor atendendo carga residencial	26
3.2.1	Sistema Eólico	26
3.2.2	Gerador Diesel	27
3.2.3	Resultados Sistema Eólico-Motor Tarifa Branca	28

3.2.4	Resultados Sistema Eólico-Motor Tarifa Convencional	28
3.3	Sistema Eólico-Bateria atendendo carga residencial	29
3.3.1	Resultado Sistema Eólico-Bateria Tarifa Branca	29
3.3.2	Resultado Sistema Eólico-Bateria Tarifa Convencional	31
3.3.3	Comparação das tarifas e topologias	32
3.4	Sistema Fotovoltaico-Bateria atendendo carga comercial	33
3.4.1	Carga do sistema	33
3.4.2	Resultado Sistema Fotovoltaico-Bateria Tarifa Branca	33
3.4.3	Resultado Sistema Tarifa Fotovoltaico-Bateria convencional	35
3.4.4	Comparação das tarifas e topologias	38
4	CONCLUSÃO	39
4.1	Trabalhos Futuros	40
	REFERÊNCIAS	42

1 Introdução

Durante décadas, o Sistema Elétrico de Potência brasileiro se deu basicamente através de grandes centrais de geração de energia como usinas hidrelétricas e termoelétricas, sendo necessária a construção de grandes sistemas de transmissão de energia para realizar a conexão destas usinas aos centros de consumo.

Porém, o impacto ambiental causado pela criação destes tipos de usinas, o elevado custo para sua criação, as crescentes preocupações ambientais, a redução das reservas de combustíveis fósseis, a grande perda existente nos sistemas de transmissão, a dificuldade de atendimento a comunidades isoladas e a crescente demanda energética, incentivaram o mundo a buscar outras formas de geração de energia. (SILVA, 2014).

A Geração Distribuída(GD) apresentou-se como uma das principais alternativas para minimizar os problemas citados. Neste modelo, a geração de energia se dá em pequena escala, as unidades geradoras são instaladas próximas aos centros de consumo e normalmente utilizam recursos renováveis para a geração de energia. Este modelo de geração trouxe junto com seu desenvolvimento o conceito de Microrredes. (SILVA, 2011).

O conceito de Microrredes apresenta uma forma de utilização de geração distribuída para suprir uma carga localmente de maneira otimizada, com maior eficiência e confiabilidade. Este processo acontece através da utilização de uma ou mais fontes de energia, podendo possuir ou não sistemas de armazenamento de energia e um sistema de controle, responsável por realizar a integração destes elementos. (PINZÓN, 2015).

Dentro da microrrede é possível a realização de um despacho de energia de modo a minimizar os custos do sistema. Este despacho se dá através da definição de momentos em que as unidades geradores irão ou não operar; de momentos em que será necessário ou vantajoso a compra de energia da concessionária, através de uma análise das tarifas cobradas pela mesma, e também, de momentos ideais para a carga e descarga de baterias. (BOONE, 2013).

O custo do kWh cobrado está diretamente relacionado com a tarifa de energia a qual o cliente está sujeito. Durante anos, apenas clientes atendidos em alta tensão podiam escolher a tarifa a qual estaria sujeito. Nos últimos anos, através da tarifa branca, os clientes residenciais também ganharam esta opção.

1.1 Objetivos Geral

O principal objetivo deste trabalho é estudar e analisar a viabilidade da utilização e desempenho de uma microrrede, com múltiplas unidades de geração de energia distribuída,

podendo operar em conjunto ou não a rede de distribuição, sujeito a diferentes tarifas. Para realizar a análise da viabilidade desse sistema será utilizado o software *Homer Energy*.

1.2 Objetivos Específicos

- Estudar a geração distribuída, destacando suas características e principais vantagens;
- Estudar e analisar as características de uma microrrede;
- Estudar a estrutura tarifária brasileira;
- Simular microrredes e analisar seu comportamento;
- Levantar os custos para implantação da microrrede;
- Utilizar o software Homer Energy;
- Analisar a viabilidade da utilização da tarifa branca para clientes residenciais e comerciais.

2 Revisão Bibliográfica

2.1 Geração Distribuída

A demanda de energia vem crescendo de forma acelerada nos últimos anos, sendo que normalmente para atender este crescimento, buscavam-se novas centrais de produções e a interligação de sistemas elétricos. Em virtude de restrições econômicas e ambientais nos dias de hoje, tais medidas estão se tornando inviáveis. Uma alternativa para minimizar estes problemas é a utilização de geração distribuída (BRAUN-GRABOLLE et al., 2012).

O conceito de GD é utilizado para designar a geração de energia em pequena escala e próxima aos consumidores. Este tipo de geração vem se mostrando uma alternativa atrativa por diversos motivos, como redução das perdas existentes no processo de transmissão e distribuição de energia, permitir a chegada de energia em comunidades isoladas, adiamento na necessidade de investimentos em novas linhas de transmissão, possibilidade de gerar energia através de fontes renováveis, possibilidade de aplicação de diferentes técnicas de gerenciamento de demanda dentre outros fatores (RIBEIRO, 2014).

Países como Estados Unidos e Alemanha já possuem grande participação deste tipo de geração em sua matriz energética e muito se deve aos diversos incentivos governamentais propostos para incentivar a utilização de fontes renováveis para geração de energia (SANTOS et al., 2014).

2.1.1 Geração Distribuída no Brasil

A geração distribuída no Brasil começou a ganhar força na década de 90, devido a dois fatores: o primeiro devido ao decreto n 2.003 de 10/09/1996 que regulamentou a produção de energia elétrica por Produtor Independente e por Autoprodutor e posteriormente, a criação da ANEEL no ano de 1998.

No ano de 2002 através do programa PROINFRA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica), instituído pela Lei n 10.438 de 2002, surgiu uma das primeiras e de grande importância política de incentivo a Geração distribuída no Brasil. O PROINFRA tinha como uma das intenções aumentar a participação de fontes de energia renováveis (pequenas centrais hidrelétricas, usinas eólicas e empreendimentos termelétricos) na matriz energética brasileira, oferecendo vantagens aos empreendedores que não possuíam vínculos com concessionárias de geração, transmissão e distribuição de energia (SEVERINO, 2008).

Já no ano de 2012, foi publicada pela ANEEL, a resolução normativa 482(REN 482)

que foi um marco para a GD no Brasil. Ela foi responsável por estabelecer diversos pontos de extrema importância, sendo um deles as condições gerais de acesso à rede por parte de microgeração e minigeração e o sistema de compensação de energia, permitindo assim, os consumidores instalarem pequenas unidades de geração de energia em sua unidade consumidora(residência, comércio, fábricas) e realizar uma “troca” de energia com a concessionária local (SILVA et al., 2018).

Já no ano de 2015, foi publicada uma nova norma pela ANEEL, a REN 687, revisando a REN 482. Ela buscava reduzir os custos e o tempo para conexão, compatibilizar o Sistema de Compensação de Energia, também conhecido pelo termo em inglês *net metering*, aumentar o público alvo e melhorar as informações na fatura de energia dos clientes. Nesta resolução, ainda foi definido microgeração como a central de geração com potência de até 75kW e minigeração como a central de geração com potência acima de 75kW e menor ou igual a 5MW, conectadas a rede de distribuição por unidades consumidoras. (SILVA et al., 2018).

Ainda na resolução de 2015, ficou decidido que em 2019 da nova revisão na norma seria feita. Esta revisão tinha como um dos principais pontos propostos a análise taxação dos usuários de micro e mini geração pelo o uso do sistema de transmissão e distribuição, o que de certa maneira incentivou uma “corrida” para os consumidores instalarem esses sistemas antes da mudança. Porém, devido a fatores políticos a proposta não foi aprovada pelo congresso. (PORTAL SOLAR, 2020).

Através da Figura 1 é possível ver como se deu o crescimento desses sistemas no Brasil.



Figura 1 – Capacidade instalada de Micro e Mini GD Anual no Brasil (SANTANA, 2020)

2.1.2 Principais tecnologias da geração distribuída

A geração distribuída está associada a diversos tipos de fontes de energia e diferentes tecnologias, desde tecnologias já utilizadas há mais tempo como motor a combustão interna, turbinas a gás, pequenas centrais hidrelétricas, a tecnologias emergentes que vem se mostrando viáveis, como sistemas fotovoltaicos, aerogerador, energia oceânica, bancos de baterias, dentre outros (RODRÍGUEZ; JANNUZZI, 2002). A seguir, será apresentado as tecnologias que serão utilizadas no trabalho.

2.1.2.1 Energia fotovoltaica

A energia solar fotovoltaica é a energia obtida através da conversão direta da radiação solar em eletricidade. Dentre os diversos tipos de tecnologias que aproveitam recursos renováveis para produção de energia, este sistema é o que apresenta maior crescimento na matriz energética global. Este crescimento pode ser explicado pela diminuição dos custos e aumento da eficiência dos equipamentos necessários para o sistema, além pela abundância da energia solar (NETO et al., 2017).

A geração de energia elétrica através de energia solar, se dá através da utilização do módulos fotovoltaicos, que são compostos por materiais semicondutores. Estes módulos convertem a energia da luz incidente sobre ele, em energia elétrica através do efeito fotovoltaico (ESTEVES et al., 2018).

Sistemas fotovoltaicos podem operar junto a rede elétrica, sendo necessário a utilização de inversores que permitem que a corrente contínua de saída dos módulos, seja transformada em uma corrente alternada. A energia produzida por estes módulos pode ser consumida localmente ou transferido para rede ao qual se encontra conectado e compensado futuramente. A Figura 2 representa o esquema desta ligação.

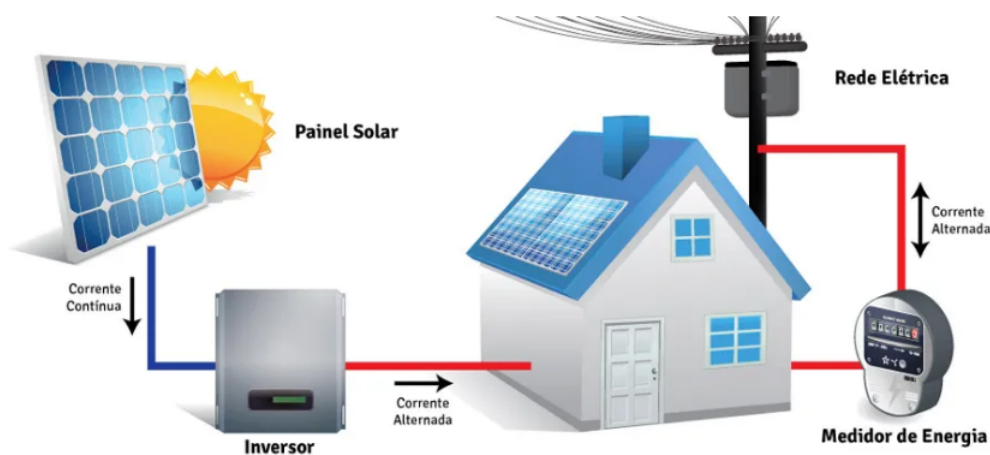


Figura 2 – Esquema de uma residência geradora conectada à rede elétrica (PINHO; GALDINO, 2014).

Sistemas fotovoltaicos podem também operar de maneira isolado da rede. Neste caso, é usual a utilização de bancos de baterias junto aos módulos, devido a característica intermitente deste tipo de geração (JUNIOR; TEIXEIRA et al., 2018). A Figura 3 representa o esquema desta ligação.



Figura 3 – Esquema de uma residência geradora isolada (PINHO; GALDINO, 2014).

O Brasil apresenta grande potencial de geração através desse tipo de energia, devido a grande radiação solar existente em qualquer região do país, tendo uma radiação média anual variando entre 1.200 e 2.400 kWh/m²/ano, sendo possível ver com mais detalhes pela Figura 4.



Figura 4 – Mapa da radiação solar direta anual no Brasil (SOLARGIS, 2015).

2.1.2.2 Energia eólica

A energia eólica é uma das principais energias renováveis existentes nos dias de hoje. Seu processo de geração é baseado na transformação da energia cinética existente nos ventos, em energia mecânica, sendo esta energia mecânica transformada em energia elétrica em sequência. (JUNIOR; TEIXEIRA et al., 2018). Essa energia é gerada por meio de aerogeradores, na qual a força do vento é captada por hélices ligadas a uma turbina que aciona um gerador elétrico.

Sistemas deste tipo cada vez mais ganham força no Brasil, devido principalmente, ao grande potencial eólico existente no país, em especial na região Nordeste, ao baixo custo de manutenção dos equipamentos, curto tempo necessário para instalação e operação do sistema, entre outros fatores (RODRÍGUEZ; JANNUZZI, 2002). É possível ver mais detalhadamente pela Figura 5 o potencial brasileiro de geração.

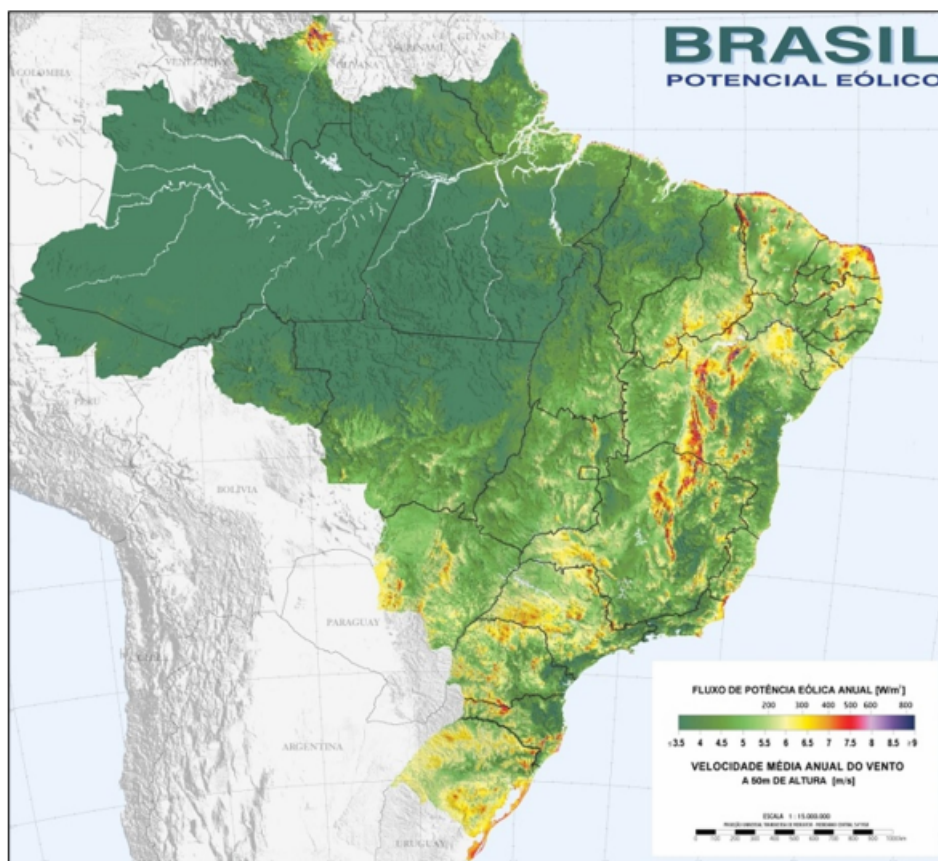


Figura 5 – Mapa do potencial eólico brasileiro (BRAUNSTEIN, 2016).

Alguns fatores desfavoráveis a esse tipo de gerador podem ser destacados, como a necessidade de grande espaço territorial para as instalações de sistemas de grande porte, emissão de ruído e dificuldade de integração ao ambiente urbano (JARDIM et al., 2007).

2.1.2.3 Bateria

A produção de energia através de fontes renováveis, como a energia solar e eólica, variam durante todo o dia de acordo com a variação dos ventos e do nível de radiação solar, podendo ocorrer durante o dia momentos em que a produção de energia é superior à demanda do sistema e momentos em que a energia demandada pelo sistema é superior a energia gerada pelas fontes renováveis. Quando conectados a rede, a energia excedente pode ser “vendida” para concessionária local. Já em sistemas isolados esta energia é desperdiçada.

Uma forma de otimizar este processo é a utilização de um banco de baterias. Durante o momento em que a energia gerada pelas fontes renováveis for maior que a energia demandada pelo sistema, a energia excedente será utilizada para carregar a bateria e quando a energia produzida pelas fontes renováveis for menor que a energia demandada, a bateria atuará fornecendo energia ao sistema (BARRETO; PINHO, 2008).

O uso de baterias também pode ser útil em sistemas conectados a rede, fornecendo energia em momentos de falta e auxiliando o sistema em momentos que a rede se encontra com maior carga (IEE et al.,).

Existem três tipos de baterias normalmente utilizadas em sistemas deste tipo. As baterias de chumbo-ácido, baterias de níquel-cádmio, baterias de íons de lítio.

As baterias de chumbo-ácido são baterias mais utilizadas no mercado há anos, apresentando-se uma bateria confiável e barata. Este tipo de bateria é normalmente utilizado em sistemas de backup de dados, sistemas de comunicação e gerenciamento de energia (RANGEL et al., 2019).

As baterias de níquel-cádmio normalmente são utilizadas em aplicações industriais pesadas, tendo como característica alta confiabilidade e baixo custo de manutenção. A utilização deste tipo de bateria tem sido posto em causa, pelo níquel e o cádmio serem metais pesados tóxicos, causando problemas ao meio ambiente(FREITAS et al., 2017).

A bateria de íons de lítio é uma das tecnologias mais recente no mercado. Normalmente utilizado em dispositivos eletrônico, popularizou-se nos últimos anos, devido a sua utilização com eficiência em carros híbridos. Esse tipo de bateria apresenta como principais vantagens para sua utilização ciclo de vida relativamente longo e alta durabilidade (RANGEL et al., 2019).

2.1.2.4 Motores a diesel

O Grupo Motor Gerador(GMD) tem a função de transformar a energia mecânica existente no seu eixo giratório, em energia elétrica, com tensão estável independente da variação de carga e velocidade. Sistemas deste tipo apresentam grande vantagens como confiabilidade, rápido tempo de resposta, facilidade em manutenção e operação. Em

contrapartida causam poluição sonora e ambiental. Eles estão disponíveis desde pequenas capacidades para atender cargas residenciais a grandes geradores para atender indústrias e hospitais (MOTA, 2011).

Os GMG's podem ser classificados como Stand-By, Prime ou Contínuo.

- **Stand-By** – Neste sistema, o gerador é utilizado em situações de emergência, onde a falta de energia pode causar grandes transtornos, como perdas de receitas e interrupções de processos críticos. Eles são muito utilizados em centros de processamentos de dados, fazendas, edifícios comerciais, indústrias, supermercados e até mesmo em residências. Eles são utilizados normalmente por curtos períodos, até que a fonte de energia principal seja restabelecida (JÚNIOR, 2017);
- **Energia Prime** – Este tipo de sistema é instalado para suprir a demanda de uma determinada carga, independente da existência ou não de fornecimento de energia elétrica pela concessionária, podendo operar por longos períodos. Este sistema é normalmente usado para diminuir os custos dos clientes com energia elétrica, sendo utilizados para trabalhar no horário de ponta, onde o preço cobrado pela energia é maior (JÚNIOR, 2017);
- **Contínuo** – Este sistema é utilizado para atender cargas situadas em locais onde não há fornecimento de energia elétrica. Esta carga é atendida em sua totalidade pelo gerador por longo período de tempo (EVANGELISTA et al.,).

2.2 Microrredes

A crescente utilização da geração distribuída no mundo impulsionou junto com ela o conceito de microrredes. O conceito fundamental de microrrede pode ser dado de forma resumida como um sistema interligado de cargas e geradores distribuídos, operando em uma rede única e autônoma, podendo atuar em conjunto ou isolado da rede elétrica. Este sistema tem como principal objetivo a melhor utilização dos recursos disponíveis, o atendimento de cargas de forma econômica, segura e com qualidade (RESE et al., 2012).

Existem várias configurações possíveis de microrredes, variando de acordo com as fontes de energia disponíveis e a natureza da carga a ser atendida. No geral, ela é formada por uma ou várias unidades de geração distribuída, sendo elas renováveis ou não, como geradores eólicos, painéis fotovoltaicos, motores a diesel, sistema de armazenamento de energia e um sistema de controle, responsável por otimizar a operação da microrrede. Através da Figura 6 é possível ver uma configuração usual de microrrede.

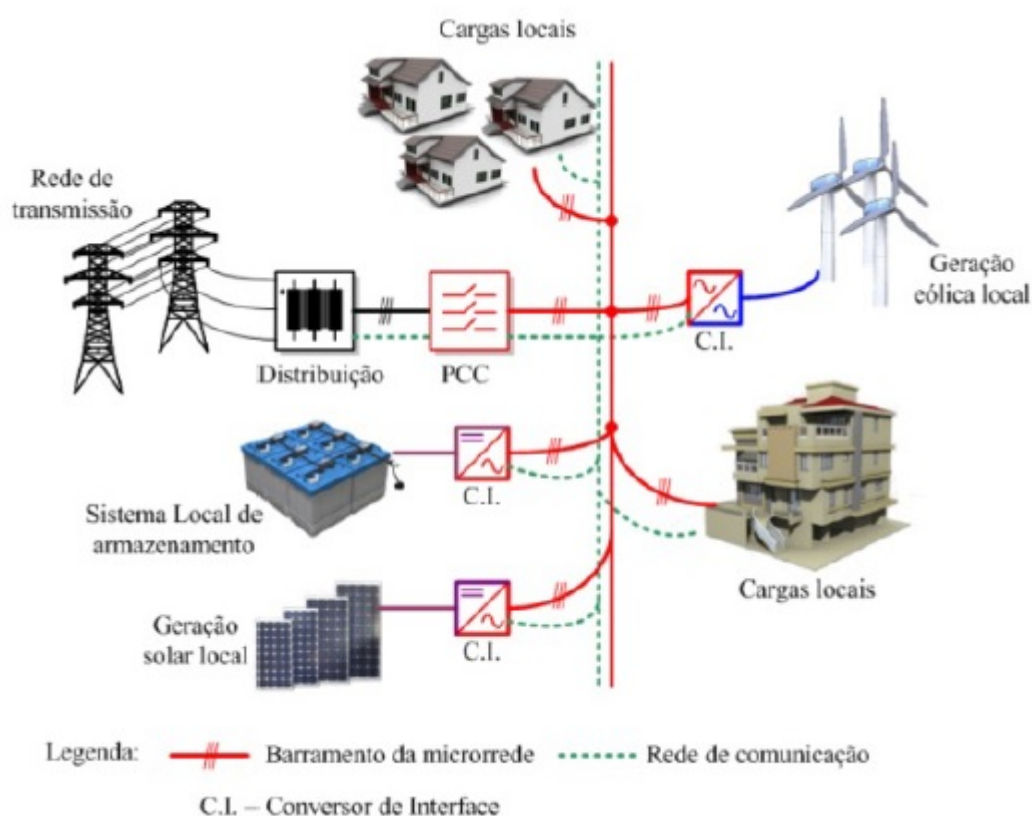


Figura 6 – Esquema Geral de uma Microrrede: (SILVA, 2010)

A utilização de sistemas deste tipo pode trazer diversas vantagens tanto para concessionária quanto para o consumidor. Sistemas desse tipo podem adiar a necessidade de expansão nos sistemas de transmissão e geração de energia, reduzir as perdas existentes no processo de transmissão de distribuição de energia, reduzir os impactos causados por faltas nos grandes sistemas de geração e transmissão, permitir ao consumidor uma redução dos gastos com energia e uma possível geração de receita através da venda de energia, além de permitir a chegada de energia em comunidades isoladas.

2.3 Estrutura Tarifária no Brasil

Um ponto extremamente importante para se determinar a viabilidade da utilização de microrredes, é realizar uma análise sobre o modelo de tarifação sobre qual a microrredes estará sujeita. Através de uma análise de hábitos de consumo por um determinado período de tempo, é possível realizar uma escolha da tarifa mais conveniente para o consumidor, de modo a reduzir sua despesa com energia.

No Brasil, as unidades consumidoras são classificadas em dois grupos tarifários de acordo com a tensão em que são atendidos: grupo A e grupo B, sendo ambos os grupos e as tarifas aplicados a eles detalhados a seguir, conforme normas da ANEEL.

2.3.1 Grupo A

Este grupo é composto pelas unidades consumidoras com fornecimento de tensão superior a 2.3kV, sendo este grupo dividido em subgrupos de acordo com o nível de tensão em que as unidades consumidoras são atendidas:

- Subgrupo A1 – para o nível de tensão de 230 kV ou mais;
- Subgrupo A2 – para o nível de tensão de 88 a 138 kV;
- Subgrupo A3 – para o nível de tensão de 69 kV;
- Subgrupo A3a – para o nível de tensão de 30 a 44 kV;
- Subgrupo AS - para sistema subterrâneo.

O grupo A é constituído por três modalidades de tarifação, sendo elas, Tarifa Convencional, Tarifa horo-sazonal Verde e Tarifa horo-sazonal Azul. Todas elas possuem como características comum a utilização de uma tarifa binômica, a qual leva em consideração duas grandezas, consumo (kWh) e demanda (kW).

2.3.1.1 Tarifa Convencional

Esta tarifa é caracterizada pela aplicação de tarifas de consumo de energia e demanda de potência, independente da hora da utilização do dia e do período do ano, tendo o valor para demanda de potência dado em reais por quilowatt e para consumo de energia dado por megawatt-hora. Essa tarifação é opcional para as unidades consumidores atendidas com tensão inferior a 69kV e com contrato de demanda de potência inferior a 300kW.

2.3.1.2 Tarifa horo sazonal verde

Esta tarifa é caracterizada pela aplicação de quatro tarifas diferentes de consumo de energia elétrica nas quais elas variam durante as horas do dia e os períodos do ano e uma tarifa única de demanda de potência, que independe do horário de utilização. Esta tarifa é disponível apenas para os subgrupos A3a, A4 e AS.

A tarifa horo-sazonal verde tem a seguinte estrutura:

Demanda de potência (R/kW): valor único

Consumo de energia (R/MWh):

Um valor para o horário de ponta em período úmido (PU);

Um valor para o horário fora de ponta em período úmido (FPU);

Um valor para o horário de ponta em período seco (PS);

Um valor para o horário fora de ponta em período seco (FPS).

2.3.1.3 Tarifa horo sazonal azul

Esta tarifa é semelhante a tarifa horo sazonal verde. Ela possui quatro tarifas de consumo de energia elétrica nas quais elas variam durante as horas do dia e os períodos do ano e duas tarifas de demanda de potência de acordo com a hora de utilização no dia. Esta tarifa é obrigatória aos consumidores do subgrupos A1, A2 e A3 e opcional para os subgrupos A3a, A4 e AS. A tarifa horo-sazonal azul tem a seguinte estrutura:

Demanda de potência (R/kW):

Um valor para o horário de ponta (P);

Um valor para o horário fora de ponta (FP).

Consumo de energia (R/MWh):

Um valor para o horário de ponta em período úmido (PU);

Um valor para o horário fora de ponta em período úmido (FPU);

Um valor para o horário de ponta em período seco (PS);

Um valor para o horário fora de ponta em período seco (FPS).

2.3.2 Grupo B

Este grupo é composto por todas as unidades consumidoras com fornecimento de tensão inferior a 2.3kV, sendo este grupo dividido em subgrupos de acordo com a atividade do consumidor, como pode ser visto a seguir:

- Subgrupo B1 – residencial e residencial baixa renda;
- Subgrupo B2 – rural e cooperativa de eletrificação rural;
- Subgrupo B3 – demais classes;
- Subgrupo B4 – iluminação pública.

O grupo B é composto por duas modalidades de tarifação, sendo elas a Tarifa Convencional e a Tarifa Branca, em que ambas diferentemente do grupo A, possuem uma tarifa monômnia, em que o faturamento é feito considerando apenas o consumo de energia elétrica ativa (kWh).

2.3.2.1 Tarifa Convencional

Durante anos a única tarifa existente para os consumidores em baixa tensão, foi a tarifa convencional, sendo nela aplicado uma tarifa monômnia, em que a fatura de energia do consumidor consiste basicamente na energia ativa consumida no mês multiplicado por uma tarifa única, independente do dia ou hora que o consumo ocorreu.

2.3.2.2 Tarifa Branca

A tarifa branca entrou em vigor no ano de 2014, abrindo uma nova opção de modalidade tarifária para consumidores do grupo B, que antes eram obrigatoriamente enquadrados na tarifa convencional. A criação desta tarifa tem como intenção deslocar o consumo de energia dos clientes do grupo B, para um horário em que a rede esteja menos carregada.

Ela é uma tarifa monômnia e possui três postos tarifários que variam durante o dia: ponta, intermediário e fora de ponta.

- Ponta: refere-se ao período composto de três horas seguidas definidas pelas concessionárias em que o sistema está com um grande volume de carga, essa é a tarifa mais cara dentre as três.
- Intermediário: é o período de uma hora imediatamente anterior ao período de ponta e uma hora posterior ao período de ponta.
- Fora de ponta: é aplicado nas horas restantes do dia, em que o sistema se encontra pouco carregado. Neste período a tarifa possui seu menor valor.

Vale ressaltar que a definição dos horários dos postos tarifários são definidos pelas distribuidoras de energia, podendo ocorrer diferenças entre os estados e cidades. Finais de semana e feriados nacionais são enquadrados pelo posto tarifário fora da ponta.

Um comparativo, de forma ilustrativa, entre a tarifa branca e a tarifa convencional pode ser visto na Figura 7.

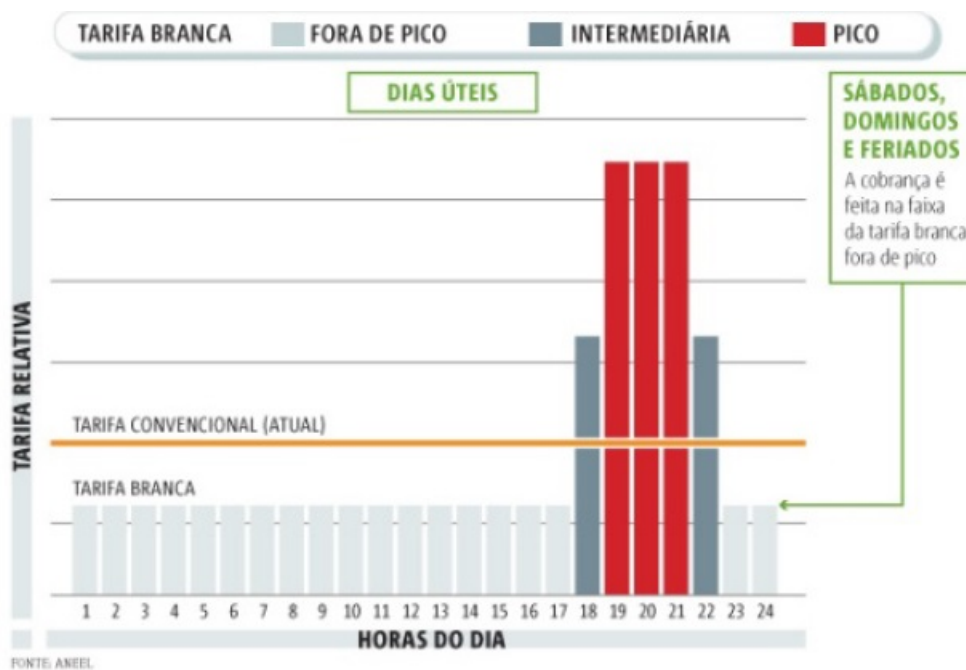


Figura 7 – Comparativo entre Tarifa Branca e Convencional - Fonte ANEEL

Através da Tabela 1 é possível ver de forma resumida todos os enquadramentos tarifários possíveis para os clientes do grupo A e B.

	B1	B2	B3	A1	A2	A3	A3a	A4	AS
Tarifa Azul				o	o	o	x	x	x
Tarifa Verde							x	x	x
Tarifa Convencional B							x	x	x
Tarifa Convencional M	x	x	x						
Tarifa Branca	x	x	x						

Tabela 1 – Resumo das possíveis tarifações para clientes dos Grupo A e B. Em que X representa uma tarifação opcional e O uma tarifação obrigatória

2.4 Homer Energy

Vários programas que realizam uma análise técnica, econômica e financeira da operação de geradores distribuídos têm sido desenvolvidos nos últimos anos, podendo destacar *Hybrid2R*, *RETScreen*, *INSEL* e *Homer*. Neste trabalho o programa escolhido para realizar as simulações foi *Homer Energy*, desenvolvido pela *National Renewable Energy Laboratory*.

O Homer foi desenvolvido para avaliação de projetos de sistemas com diversas fontes de energia, conectadas ou não a rede de distribuição. Ele permite modelar e simular os principais tipos de geração distribuída disponíveis no mercado, como geração eólica, fotovoltaica, biomassa, térmica, motores, dentre outros, operando em conjunto ou não, buscando um sistema com maior eficiência e menor custo. Para isto ele considera parâmetros que impactam diretamente na viabilidade de sistemas com estes equipamentos, como preço de instalação dos geradores, tarifas cobradas pela concessionária, custo de manutenção dos equipamentos durante o ano, disponibilidade de recursos naturais, como nível de radiação e vento, preço dos combustíveis utilizados, dentre outros (CARVALHO, 2016).

Para a formulação dos resultados, o Homer utiliza três processos, sendo eles: otimização, análise de sensibilidade e simulação. No processo de otimização ele considera todas as formas de geração possível e busca a configuração do sistema que tem menor custo e atenda todas as especificações do projeto. A análise de sensibilidade é feita para estimar os efeitos nas incertezas e mudanças em variáveis na qual o usuário não tem controle, como variações climáticas, preço dos componentes, futuro preço de combustíveis, dentre outros (BEHENCK, 2011).

Já no processo de simulação, ele realiza o balanço energético para cada uma das 8760 horas do ano de um determinado sistema, verificando as possíveis configurações pela combinação da capacidade dos dispositivos, buscando a melhor forma de administrar o excesso ou déficit de geração, indicando como devem ser operados todos os elementos que compõem o sistema ao trabalharem em conjunto (MOTA, 2011).

Após a realização dos processos citados acima, o Homer fornece uma lista de configurações de microrredes que atendam o sistema e permite ao usuário uma análise econômica dos sistemas encontrados por meio de técnicas como Valor presente líquido (VPL), *Payback* e Custo de energia (COE).

O VPL é uma das principais indicadores financeiros utilizados para análise de investimentos de grandes empresas, e o Homer utiliza este valor para representar o custo total do sistema durante o período de 25 anos. Nesse valor é incluso todos os custos do processo no período, como aquisição, manutenção, operação, troca de equipamentos, dentre

outros. Ele é calculado pelo Homer através da formula 2.1 (CARVALHO, 2016).

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC}{(1+i)^t} + C_0 \quad (2.1)$$

Em que:

$CF =$ fluxo de caixa no período;

$i =$ Taxa de juros

$t =$ tempo

$C =$ custo inicial

$n =$ período

O COE é um importante termo utilizado por analistas de políticas energéticas para análise de viabilidade de sistemas elétricos. Ele é utilizado para encontrar o custo do kWh durante o ano, sendo calculado através do custo anual da produção de eletricidade dividido pelo produção total de energia útil, como se vê na Equação 2.2 (SILVA, 2010).

$$COE = \frac{C_t}{E_t} \quad (2.2)$$

Em que:

$C_t =$ custo médio em kWh;

$E_t =$ energia útil produzida pelo sistema

O *payback* é o período em que os rendimentos acumulados de determinados investimentos, se iguala ao valor inicial investido. Ele um dos indicadores mais simples utilizados em empresas para cálculo de tempo de retorno de investimento. Existem dois tipos de *payback*: simples e descontado. O simples não considera o valor do dinheiro no tempo, o que o torna menos confiável porém mais fácil de se calcular. Já o descontado leva em consideração a variação do dinheiro no período, apresentado um valor mais confiável. No geral, quanto menor o *payback*, melhor o investimento (BORGES, 2016).

3 Estudo de caso

Buscando analisar a possibilidade de implementação de microrredes e da utilização da tarifa branca por consumidores residenciais e comerciais, serão realizadas simulações por meio do software Homer, considerando diversos tipos de geradores de energia atuando em conjunto ou não à rede, atendendo diferentes cargas.

Essas simulações tem como principais objetivo encontrar sistemas economicamente interessantes para o consumidor e que atendam sua demanda energética de maneira eficaz. Para isso, serão utilizados quatro tipos de geradores distribuídos: gerador fotovoltaico, banco de baterias, geradores a diesel e geradores eólicos.

3.1 Sistema Fotovoltaico-Bateria atendendo carga residencial

A primeira microrrede proposta é composta por um sistema de geração fotovoltaico e baterias, sendo possível ver sua topologia pela Figura 8.

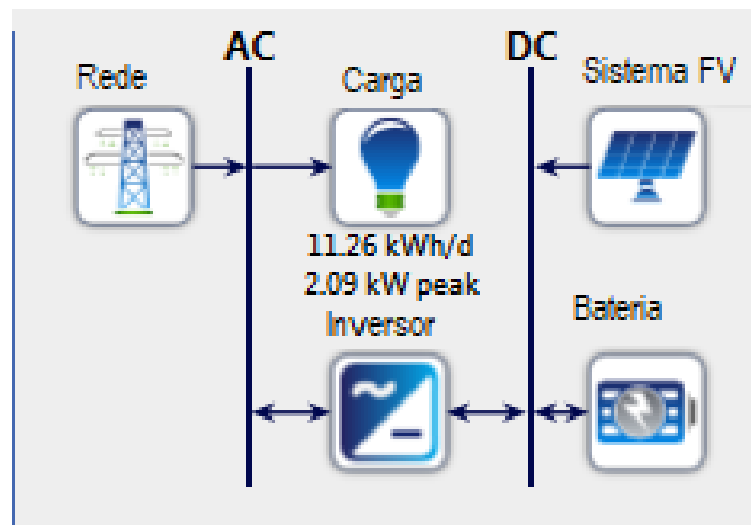


Figura 8 – Topologia do sistema Fotovoltaico-Bateria

3.1.1 Carga do sistema

Cada tipo de consumidor apresenta diferentes curvas de cargas. Para a presente trabalho foi utilizado primeiramente a curva de carga de um consumidor residencial, que possui como característica um consumo uniforme durante o dia e a noite seu consumo cresce de forma considerável, como se vê na Figura 9.

Alguns dados importantes da carga, como consumo médio de kWh por dia, o pico de consumo durante o dia e a média de consumo, podem ser visto pela Tabela 2.

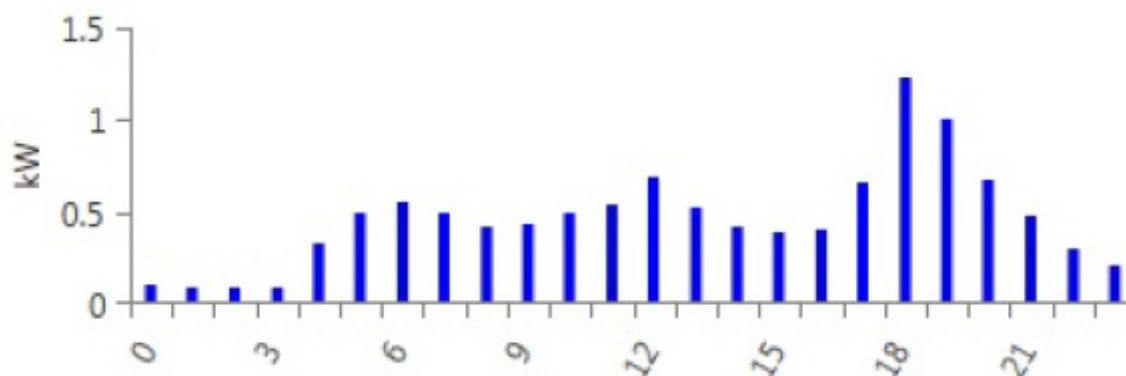


Figura 9 – Distribuição horária de carga do consumidor residencial

Dados da carga	
Média (kWh/dia)	11,72
Pico(kW)	2,12
Media(kW)	0,49

Tabela 2 – Dados da curva do cliente residencial

3.1.2 Tarifa de energia

Como o sistema escolhido se trata de uma unidade residencial, existem dois tipos de tarifas na qual o consumidor pode ser enquadrado: Tarifa Branca e Tarifa Convencional. Buscando realizar uma análise da tarifa mais eficiente, as duas tarifas serão utilizadas. A cidade escolhida para a implementação do projeto tem como fornecedor de energia a concessionária CEMIG, sendo possível ver os postos tarifários cobrados aos clientes através da Tabela 3.

Tarifa	Horário Fora de Ponta	Horário Intermediário	Horário de Ponta
Tarifa Branca	0,51894	0,76971	1,19806
Tarifa Convencional	0,98	0,98	0,98

Tabela 3 – Postos tarifários da CEMIG. Fonte: CEMIG, 2019

O modo que os dados da tarifa branca foram passados para o Homer, pode ser visto pelas Figura 10 e Figura 11, ambas retiradas do Homer, em que a cor azul representa o horário da tarifa fora de ponta, a cor vermelha o horário da tarifa intermediária e a cor verde a tarifa de ponta.



Figura 10 – Postos Tarifários aplicado ao Homer Energy

			Price R\$/kWh	Sellback R\$/kWh		
⚠	TB_PONT	■	1.1980	0.0000	Edit	✕
	TN_Foraf	■	0.5189	0.0000	Edit	✕
	TB_Intern	■	0.7696	0.0000	Edit	✕

Figura 11 – Postos Tarifários aplicado ao Homer Energy

3.1.3 Sistema fotovoltaico

O principal custo para a instalação dos sistema fotovoltaico se dá basicamente em painéis solares e inversores. Para o projeto, foi escolhido o painel solar da empresa Canadian Solar, modelo Max Power CS6U-330P, já existente na biblioteca do Homer. O custo deste painel foi orçado em R\$ 699,00. (MINHA CASA SOLAR, 2019).

Já o inversor escolhido foi da empresa Schneider Conext, modelo SW2524 de potência 3kW, também já existente na biblioteca do Homer. O custo para o inversor foi orçado em R\$5.000,00. (WHOLESALE SOLAR, 2019).

Após a escolha dos equipamentos, é necessário passar para o Homer o tempo de vida de cada equipamento, custo para manutenção dos mesmos e nível de radiação solar existente sobre a região em que o sistema irá operar. O tempo de vida do painel foi obtido através de dados fornecidos pelo fabricante das placas e os custos para a manutenção das mesmas foi estimado em R\$ 30,00 por placa ao ano. A forma que estes dados são passados para o HOMER pode ser visto na Tabela 4.

Os dados da radiação solar foram obtidos através da base de dados da NASA, sendo necessário apenas informar para o Homer a latitude e longitude onde o sistema irá operar, sendo possível ver o nível de radiação média mensal pela Figura 12.



Figura 12 – Distribuição mensal de radiação solar em João Monlevade

3.1.4 Bateria

O modelo de bateria escolhido foi Hoppeck 100Pzs 1000, modelo já existente na biblioteca do HOMER. Esta bateria é projetada para um fornecimento contínuo em casas que precisam de um fluxo constante de energia. Seu preço foi orçado em R\$ 1.823,00 e possui uma vida útil de aproximante 10 anos. Foi estimado um custo de manutenção anual de R\$ 100,00 (MERKASOL, 2019). É possível ver como estes dados foram passados para o Homer através da Tabela 4.

Componente	Capacidade	Preço (R\$)	Tempo de vida(ano)	Substituição (R\$)	Manutenção (R\$/ano)
Modulo Fotovoltaico	0,330kW	699,00	25	699,00	30
Inversor	3kW	5.000,00	15	5.000,00	0
Bateria	1	1.823,00	10	1.823,00	100

Tabela 4 – Dados de entrada do Homer sistema Fotovoltaico-Bateria

3.1.5 Resultado Sistema Fotovoltaico Bateria Tarifa Branca

A melhor configuração de microrrede encontrada pelo Homer foi um sistema conectado a rede elétrica, contendo painéis fotovoltaicos, baterias e um inversor. Para implementação deste sistema é necessário um investimento inicial no valor de R\$ 8.252,00.

Este sistema terá um custo total após vinte e cinco anos de operação de R\$ 28.109,00. Este valor engloba gastos com a manutenção nas placas, troca de inversor e baterias ao longo do período e a compra de energia da concessionária, caso necessário. Através da Figura 13 é possível ver de forma detalhada, como se deu a divisão deste valor.

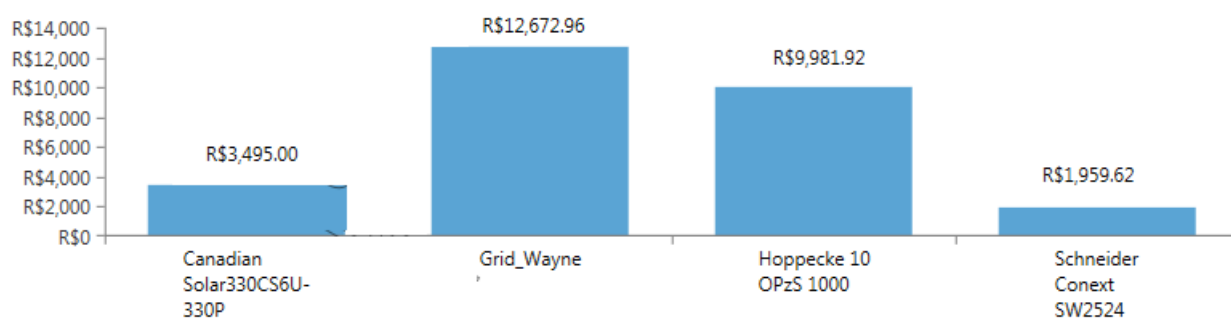


Figura 13 – Divisão dos custos do sistema Fotovoltaico-Bateria sujeito a tarifa branca

Para a aquisição do sistema fotovoltaico, se faz necessário um investimento de R\$ 3.495,00 para a aquisição de cinco módulos fotovoltaicos que corresponde a um sistema de 1,65kWp e um investimento de R\$ 1.111,11 para compra de um inversor com potência de 0,66 kW. Durante os vinte e cinco anos de operação desse sistema, se fez ainda necessário a troca do inversor uma vez, devido a sua vida útil.

Para a aquisição do banco de baterias, há um investimento no valor de R\$ 3.646,00 para a compra de duas baterias, que foram ligadas em paralelo. Durante os vinte e cinco anos de operação, se faz necessário a troca dessas baterias duas vezes, sendo preciso um novo investimento de R\$ 6.518,00. Foi necessário ainda um gasto durante os vinte e cinco anos, com a compra de energia da concessionária no valor total de R\$ 12.672,00.

Ao se fazer uma análise da produção de energia desse sistema é possível ver que 72% de toda energia utilizada pela carga, é produzida pelo sistema fotovoltaico em conjunto com o banco de baterias, sendo possível ver como se deu essa divisão ao longo do ano pela Figura 14.

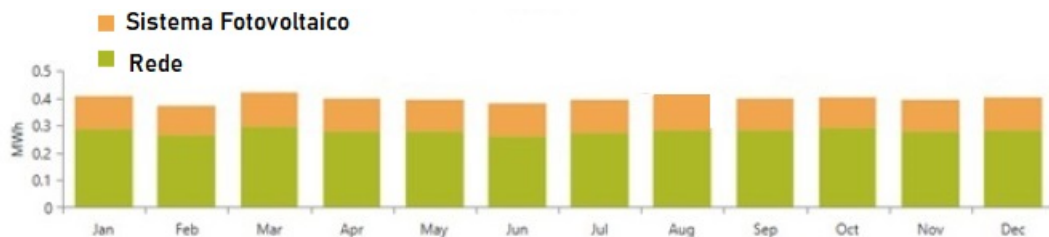


Figura 14 – Média mensal de produção elétrica do sistema Fotovoltaico-Bateria sujeito a tarifa branca

Uma análise de produção de energia deste sistema pode ser feita de maneira mais detalhada ao se analisar como se comporta os geradores durante o dia, através da Figura 15.

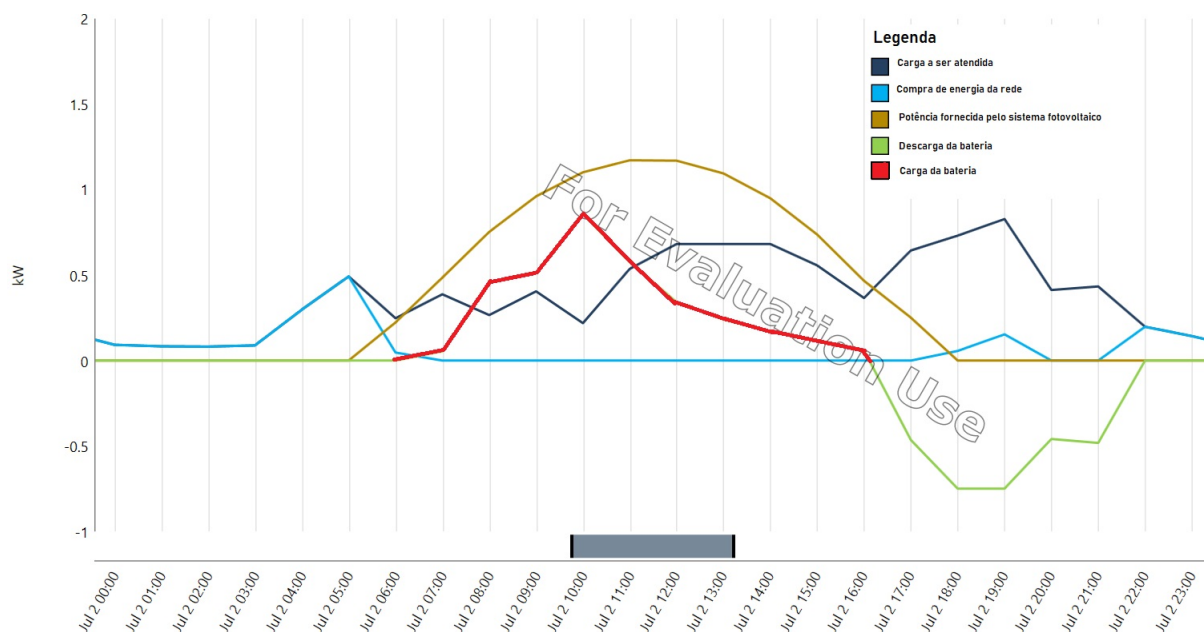


Figura 15 – Comportamento dos geradores distribuídos do sistema Fotovoltaico-Bateria sujeito a tarifa branca

A Figura 15 corresponde ao funcionamento do sistema em um dia escolhido aleatoriamente. Ao analisar a figura é possível ver que durante o período da madrugada, a carga é atendida em sua totalidade através da energia vinda da concessionária, isto é explicado pela baixa tarifa cobrada pela concessionária neste período e a indisponibilidade de energia solar. Durante o início da manhã, momento onde o sol começa a sair, os painéis fotovoltaicos começam a gerar energia e a carga deixar de ser atendida pela rede e passa ser atendida pelo sistema fotovoltaico. Neste período, caso a energia gerada nos painéis sejam superior a demanda da carga, o excesso é utilizado para carregar o banco de baterias.

No final da tarde, os painéis diminuem sua produção e não conseguem mais atender

a carga de maneira individual. Este momento coincide com o momento em que a tarifa cobrada pela concessionária tem seu maior valor, com isto o banco de baterias fica responsável por fornecer quase toda energia à carga. Este processo é bastante semelhante com os outros dias do ano.

A segunda microrrede mais eficiente encontrada é composta por um gerador fotovoltaico de 1,32 kWp operando em conjunto com a rede. Para a aquisição deste sistema se faz necessário um investimento inicial de R\$ 3.872,00 para a compra de quatro módulos fotovoltaicos e um inversor de 0,64 kW. Este sistema teve um custo de R\$ 30.900,00 para sua operação durante vinte e cinco anos, que assim como no caso anterior, envolve gastos com trocas e manutenções de equipamentos e compra de energia da concessionária.

O terceiro sistema mais eficiente encontrado, se deu através da carga sendo atendida apenas pela rede, tendo um custo de R\$ 38.214,00, seguido por um sistema da bateria operando em conjunto com a rede, que não se mostrou muito interessante ao consumidor. É possível ver estes dados de forma resumida através da Figura 16.

Can330 (kW)	H1000	Grid (kW)	Conext SW2524 (kW)	Dispatch	NPC (R\$)	COE (R\$)	Operating cost (R\$/yr)	Initial capital (R\$)
1.65	2	999,999	0.667	LF	R\$28,109	R\$0.504	R\$1,536	R\$8,252
1.32		999,999	0.646	CC	R\$30,900	R\$0.528	R\$2,091	R\$3,872
		999,999		CC	R\$38,214	R\$0.719	R\$2,956	R\$0.00
	1	999,999	0.0833	LF	R\$41,979	R\$0.790	R\$3,095	R\$1,962

Figura 16 – Configurações das microrredes mais eficientes possíveis sujeita a tarifa branca

As duas microrredes mais eficientes encontradas apresentaram um *payback* e uma economia ao longo dos vinte e cinco anos valores próximos. O sistema fotovoltaico-bateria-rede tem um *payback* de quatro anos e dois meses e uma economia de R\$ 10.105,00 e o sistema fotovoltaico-rede um *payback* de quatro anos e um mês e uma economia de R\$ 7.314,00.

3.1.6 Resultado Sistema Fotovoltaico Bateria Tarifa Convencional

Ao simular a mesma configuração de microrrede utilizada no caso anterior, porém sujeita a tarifa convencional, o melhor sistema encontrado também se deu por uma microrrede composta por um gerador fotovoltaico, operando em conjunto com um banco de baterias e a rede. Para a operação deste sistema, se faz necessário um investimento inicial de R\$ 10.844,00. Este investimento foi dividido em R\$ 4.194,00 para compra de seis módulos fotovoltaicos, R\$ 1.180,56 para compra de um inversor de 0,7 kW e R\$ 5.469,00 para compra de três baterias. Para a operação deste sistema durante vinte e cinco anos, é necessário a troca de alguns equipamentos e a compra de energia da concessionária, totalizando um gasto total de R\$ 30.170,00, sendo possível ver como se deu esta divisão através da Figura 17.

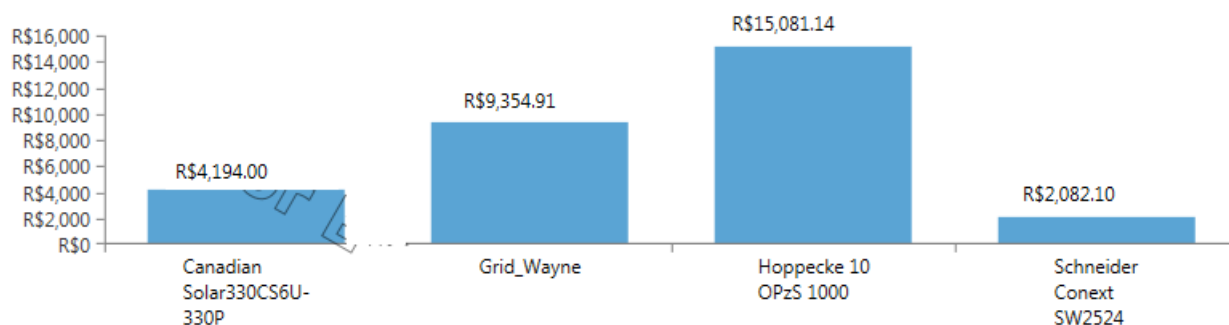


Figura 17 – Divisão dos custos do sistema Fotovoltaico-Bateria sujeito a tarifa convencional

A segunda topologia de microrrede mais eficiente encontrada se deu através de um sistema fotovoltaico com potência de 1,65 kWp operando em conjunto com a rede. Para a operação deste sistema necessário um investimento inicial de R\$ 4.676,00, que possibilitam a compra de cinco módulos fotovoltaicos e um inversor de 0,708 kW. Para a operação deste sistema durante vinte e cinco anos, existe um custo total de R\$ 31.427,00.

O terceiro sistema mais eficiente se deu pela carga ser atendida em sua totalidade pela concessionária, tendo um gasto total de R\$ 47.277,00. O quarto sistema mais eficiente é composto por baterias operando em conjunto com a rede, sendo possível ver mais detalhes destes sistemas na Figura 18.

Can330 (kW)	H1000	Grid (kW)	Conext SW2524 (kW)	Dispatch	NPC (R\$)	COE (R\$)	Operating cost (R\$/yr)	Initial capital (R\$)
1.98	3	999,999	0.708	LF	R\$30,712	R\$0.547	R\$1,537	R\$10,844
1.65		999,999	0.708	CC	R\$31,427	R\$0.512	R\$2,069	R\$4,676
		999,999		CC	R\$47,277	R\$0.890	R\$3,657	R\$0.00
	1	999,999	0.0833	LF	R\$51,045	R\$0.961	R\$3,797	R\$1,962

Figura 18 – Configurações das microrredes mais eficientes possíveis sujeita a tarifa convencional

Ao se comparar as duas microrredes mais eficientes encontradas, é possível ver que o valor gasto em ambas durante vinte e cinco anos é relativamente próximo, existindo uma diferença de R\$ 715,00. Porém ao se comparar o investimento inicial necessário para aquisição das duas microrredes, existe uma grande diferença, sendo possível uma economia de R\$ 6.168,00 ao escolher contendo apenas o sistema fotovoltaico, o que de certa maneira pode ser o diferencial para o consumidor. A diferença no investimento inicial impacta diretamente no *payback*. O sistema com bateria tem um *payback* de três anos e oito meses e a microrrede contendo apenas o sistema fotovoltaico tem um *payback* de dois anos e oito meses.

Através das Figura 19 e 20 é possível observar como se deu o comportamento dos geradores distribuídos e a divisão da produção de energia para microrrede fotovoltaica-

bateria-rede, quando sujeito a tarifa convencional.

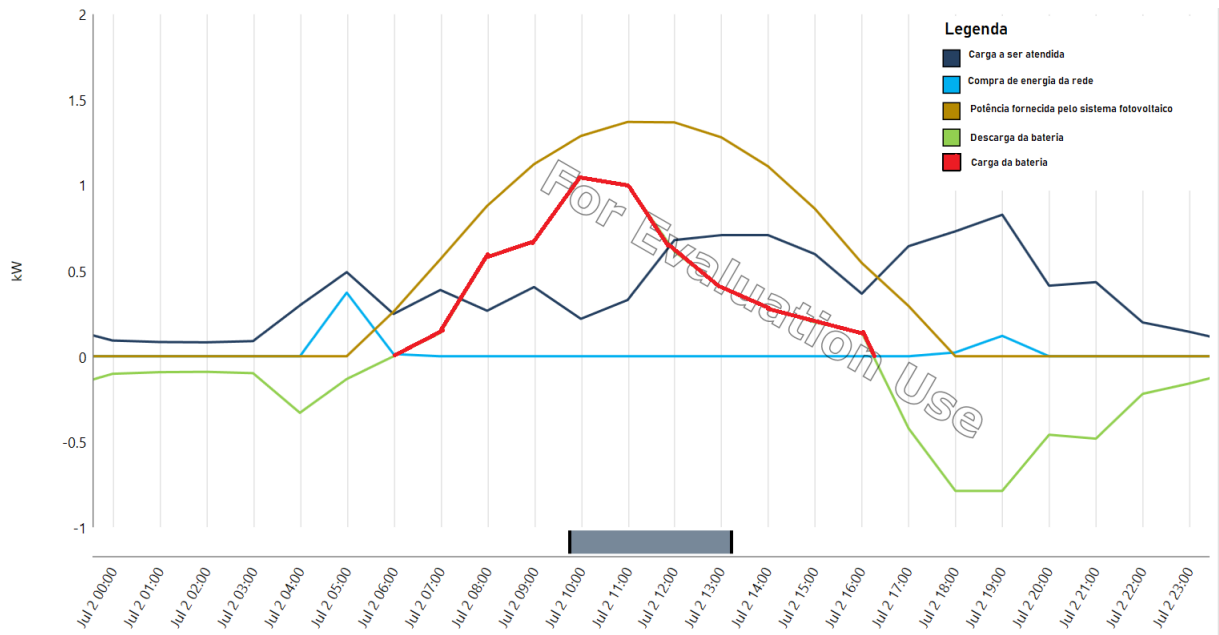


Figura 19 – Comportamento dos geradores distribuídos do sistema Fotovoltaico-Bateria sujeito a tarifa convencional

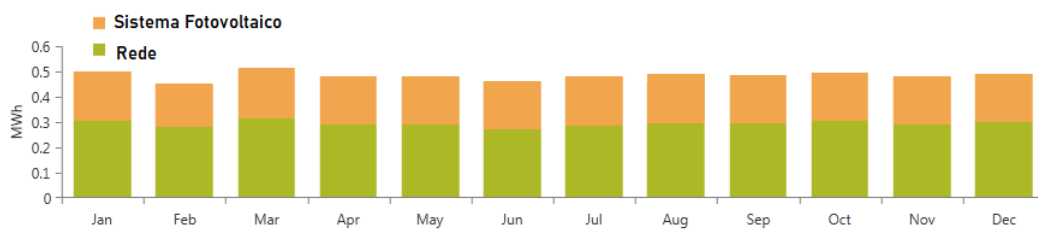


Figura 20 – Média mensal de produção elétrica do sistema Fotovoltaico-Bateria sujeito a tarifa convencional

3.1.7 Comparação das tarifas e topologias

Ao analisar os dois resultados obtidos junto ao Homer, é possível afirmar que a tarifa branca se mostrou mais eficiente para atender a carga ao se comparar com tarifa convencional. Caso a carga seja atendida apenas pela concessionária, a tarifa branca permite uma economia de R\$ 9.063,00 durante os vinte e cinco anos simulados.

Caso a carga seja atendida com auxílio dos geradores distribuídos, a tarifa branca também se mostrou eficaz, permitindo uma economia de R\$ 2.603,00 ao se utilizar a microrrede Fotovoltaica-Bateria em conjunto com a rede e uma economia de R\$ 527,00 ao se utilizar apenas o gerador fotovoltaico em conjunto com a rede.

A configuração de microrrede mais eficiente para atender a carga em ambas tarifas, se deu pelo sistema Fotovoltaica-Bateria operando em conjunto com a rede. Essa

configuração permitiu uma economia quando comparado com a carga sendo atendida apenas pela concessionária de R\$ 10.105,00 quando sujeita a tarifa branca e R\$ 16.565,00 quando sujeito a tarifa convencional.

Apesar de se mostrar vantajosa durante os vinte cinco anos, a microrrede Fotovoltaica-Bateria necessita de um investimento inicial aproximadamente duas vezes maior que a microrrede contendo apenas o sistema fotovoltaico, o que pode tornar menos interessante a utilização desse sistema, principalmente pela diferença causada no *payback*. Estes dados pode ser visto de maneira detalhada através da Tabela 5.

Tarifa	Topologia	Gasto Total (R\$)	Investimento Inicial (R\$)	Payback (anos)
Tarifa Branca	Fotovoltaico-Bateria-Rede	28.109,00	8.252,00	4,3
	Fotovoltaico-Rede	30.900,00	3.872,00	4,1
	Rede	38.214,00	-	-
Tarifa Convencional	Fotovoltaico-Bateria-Rede	30.712,00	10.844,00	3,8
	Fotovoltaico-Rede	31.427,00	4.676,00	2,8
	Rede	47.227,00	-	-

Tabela 5 – Resumo dos resultados do sistema Fotovoltaico-Bateria atendendo carga residencial

3.2 Sistema Eólico-Motor atendendo carga residencial

A segunda microrrede proposta é composta por um sistema de geração eólica e um motor a diesel, sendo possível ver sua topologia através Figura 21.

Com a intenção de realizar uma comparação com a microrrede fotovoltaica-bateria, a carga e as tarifas utilizadas anteriormente foram também utilizadas neste caso, sendo necessário apenas a modelagem do sistema eólico e do motor que serão utilizados.

3.2.1 Sistema Eólico

Para o sistema eólico foi escolhido a turbina eólica Skystream 3,7 de potência de 1,9 kW produzida para Xzeres. Esta turbina é conhecida por poder trabalhar em áreas urbanas e comerciais pois possui baixo nível de ruído e impacto visual. Elas começam a produzir energia com ventos próximos a 3.5 m/s e tem sua capacidade máxima com ventos próximos a 10 m/s. Seu preço foi orçado em aproximadamente R\$ 12.000,00 (MERKASOL, 2019).



Figura 21 – Topologia do sistema Eólico-Gerador

Em sistemas de geração, é fundamental saber o nível de ventos incidentes sobre a região em que o sistema irá operar, permitindo assim estimar a produção de energia do sistema. A obtenção deste dado se deu através da utilização da base de dados da NASA, de maneira semelhante ao que se fez para se obter os recursos solares, sendo possível ver o nível mensal de ventos pela Figura 22.

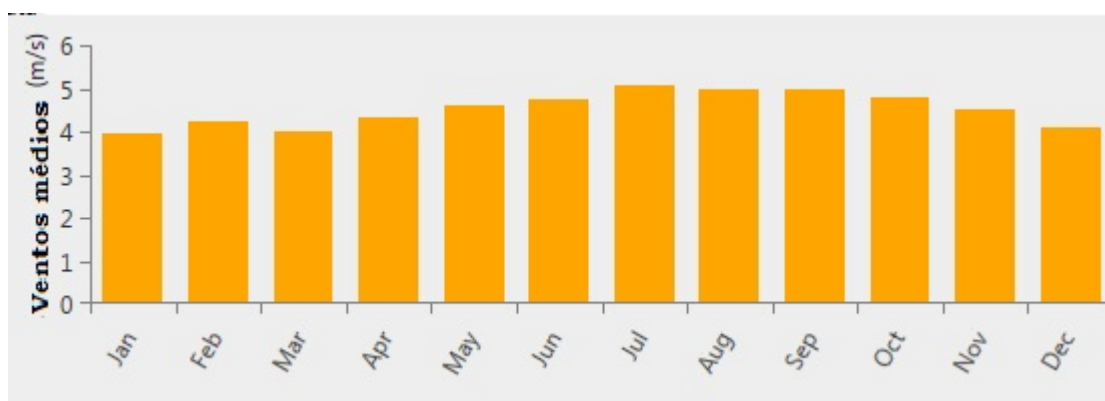


Figura 22 – Distribuição mensal de ventos durante o ano

3.2.2 Gerador Diesel

Devido as poucas opções existentes no Homer para motores a diesel de nível residencial, foi utilizado um modelo genérico de motor oferecido pelo Homer. Para a modelagem do preço deste motor, foi utilizado como base, o motor da marca Toyama de 3,1 kVA, que custa R\$ 1.700,00 (AMERICANAS, 2020). O preço do diesel adotado foi de R\$ 3.50 por litro.

3.2.3 Resultados Sistema Eólico-Motor Tarifa Branca

A melhor configuração encontrada pelo Homer para este sistema é a carga ser atendida apenas pela rede, possuindo um custo total de R\$ 38.214,00 durante vinte e cinco anos de operação do sistema. O segundo sistema mais eficiente encontrado é composto por um gerador a diesel operando em conjunto com a rede, possuindo um gasto de R\$ 39.403,00. Neste sistema o gerador a diesel quase não é utilizado, sendo responsável por fornecer apenas 1 % de toda energia do sistema durante os vinte e cinco anos de operação.

O terceiro sistema mais eficiente encontrado se deu por um aerogerador operando em conjunto com a rede, com um gasto de R\$ 45.802,00 durante vinte cinco anos de operação do sistema, seguido por um sistema com um aerogerador e um motor a diesel, com um custo total de R\$ 47.000,00, sendo possível ver estes dados através da Figura 23.

	Xzer3.7	Gen (kW)	Grid (kW)	Dispatch	NPC (R\$)	COE (R\$)	Operating cost (R\$/yr)	Initial capital (R\$)
			999,999	CC	R\$38,214	R\$0.719	R\$2,956	R\$0.00
		2.30	999,999	CC	R\$39,403	R\$0.742	R\$2,923	R\$1,610
	1		999,999	CC	R\$45,802	R\$0.853	R\$2,692	R\$11,000
	1	2.30	999,999	CC	R\$46,999	R\$0.875	R\$2,660	R\$12,610

Figura 23 – Configurações das microrredes mais eficientes possíveis sujeita a tarifa branca

Através dos resultados obtidos é possível ver que a utilização destes geradores distribuídos não se mostrou viável por terem altos valores para sua aquisição, serem normalmente projetados para atenderem sistemas de maior porte e a região escolhida possuir um nível de vento relativamente baixo.

3.2.4 Resultados Sistema Eólico-Motor Tarifa Convencional

Quando sujeito a tarifa convencional, o sistema mais econômico encontrado também se deu pela carga ser atendida em sua totalidade pela energia vinda da concessionária, com um custo total de R\$ 47.277,00, seguido por um sistema com gerador a diesel de 2,3 kW, que é utilizado apenas em momentos de falta de energia da rede.

A terceira microrrede é composta por um gerador Eólico operando em conjunto com a rede, sendo este gerador responsável por 11 % de toda energia gerada. Para a operação deste sistema durante vinte e cinco anos, é necessário um gasto total de R\$ 53.541,00. Através da Figura 24 é possível ver estes dados de forma detalhada.

	Xzer3.7	Gen (kW)	Grid (kW)	Dispatch	NPC (R\$)	COE (R\$)	Operating cost (R\$/yr)	Initial capital (R\$)
			999,999	CC	R\$47,277	R\$0.890	R\$3,657	R\$0.00
		2.30	999,999	CC	R\$48,511	R\$0.913	R\$3,628	R\$1,610
	1		999,999	CC	R\$53,541	R\$0.997	R\$3,291	R\$11,000
	1	2.30	999,999	CC	R\$54,775	R\$1.02	R\$3,262	R\$12,610

Figura 24 – Configurações das microrredes mais eficientes possíveis sujeita a tarifa convencional

3.3 Sistema Eólico-Bateria atendendo carga residencial

Devido a baixa eficiência do sistema Eólico-Motor operando na cidade de João Monlevade causado possivelmente pela baixa incidência de ventos na região e a dificuldade para modelagem do gerador a diesel, é proposto uma terceira microrrede em que se mantém a carga e a turbina eólica utilizadas no caso anterior, porém agora operando em conjunto com um banco de baterias, sendo possível ver sua topologia pela Figura 25.

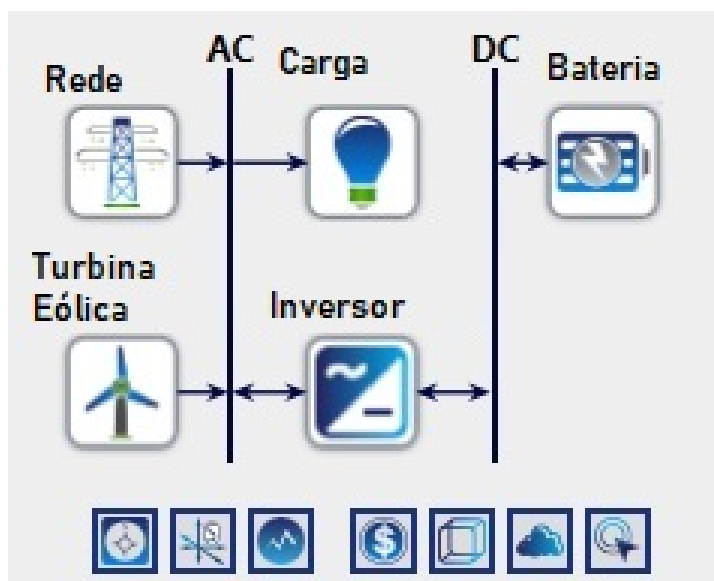


Figura 25 – Topologia do sistema Eólico-Bateria

Devido a baixa incidência de ventos na cidade de João Monlevade, a microrrede é proposta a operar na cidade de Parazinho/Ceará, onde o nível de ventos incidentes na região é consideravelmente maior, como se vê na Figura 26.

3.3.1 Resultado Sistema Eólico-Bateria Tarifa Branca

Ao simular a microrrede proposta, as principais configurações de sistemas encontradas pode ser visto através da Figura 27, sendo possível destacar as duas principais microrredes obtidas. A primeira um sistema em que a carga é atendida por um gerador



Figura 26 – Distribuição mensal de vento durante o ano em Parazinho/CE

eólico em conjunto com a rede, seguido por uma microrrede composta por um gerador eólico e um banco de baterias operando em conjunto com a rede.

Icon	Xzer3.7	H1000	Grid (kW)	Conext SW2524 (kW)	Dispatch	NPC (R\$)	COE (R\$)	Operating cost (R\$/yr)	Initial capital (R\$)
✈️	1		999,999		CC	R\$35,772	R\$0.536	R\$1,916	R\$11,000
✈️	1	1	999,999	0.167	LF	R\$36,803	R\$0.573	R\$1,833	R\$13,101
			999,999		CC	R\$38,214	R\$0.719	R\$2,956	R\$0.00
🔋		1	999,999	0.0833	LF	R\$40,587	R\$0.764	R\$2,988	R\$1,962

Figura 27 – Configurações das microrredes mais eficientes possíveis sujeita a tarifa branca

Para a implantação do sistema eólico operando em conjunto com a rede é necessário um investimento inicial de R\$ 11.000,00 reais para a aquisição da turbina eólica e um gasto total durante vinte e cinco anos de aproximadamente R\$ 36.000,00 para a operação do sistema, sendo possível ver como se deu a divisão desse valor durante os vinte e cinco anos através da Figura 28.

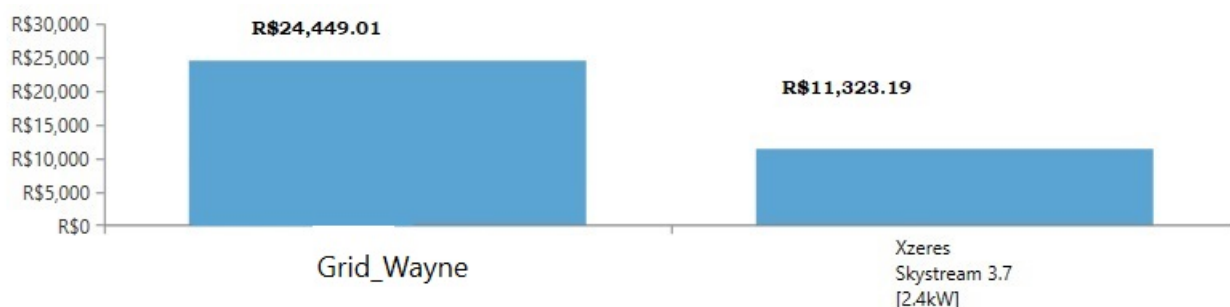


Figura 28 – Divisão dos gastos do sistema

A divisão de produção de energia na microrrede se deu de maneira equilibrada, sendo o gerador eólico responsável por fornecer 50,5 % de toda energia necessária e a rede responsável por fornecer 49,5 %. É possível notar através da Figura 29, que apesar da produção de energia ser próxima das fontes de energia, é possível destacar a grande produção de energia do gerador eólico nos meses de julho, agosto, setembro e outubro.

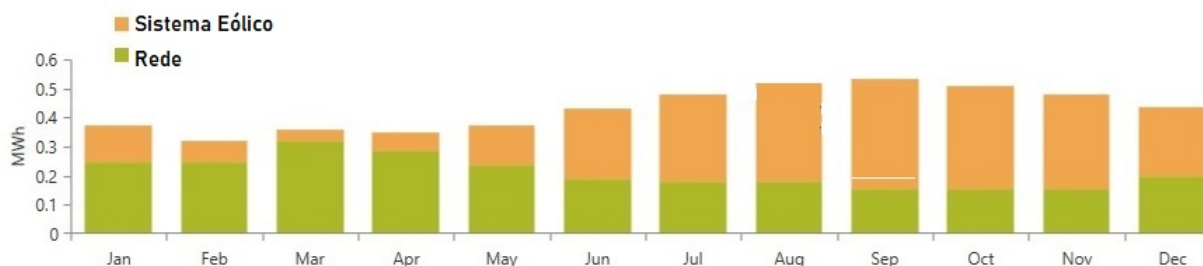


Figura 29 – Média mensal de produção elétrica do sistema Eólico sujeito a tarifa branca

Ao se analisar os dados financeiros obtidos pelo Homer, é possível ver uma economia ao final dos vinte e cinco anos de operação das duas microrredes mais eficientes. A microrrede Eólica-Rede uma economia R\$ 2.442,00 e a microrrede Eólica-Bateria-Rede de R\$ 1.411,00. Apesar da economia existente, ambos sistemas apresentaram alto *payback*, de aproximadamente 11 anos, o que torna o investimento de certa maneira pouco interessante.

3.3.2 Resultado Sistema Eólico-Bateria Tarifa Convencional

Ao simular a mesma topologia de microrrede utilizada anteriormente, mantendo todos os parâmetros, porém agora sujeita a tarifa convencional, a topologia das microrredes mais eficientes encontradas foram as mesma quando sujeita à tarifa branca, existindo apenas uma diferença no valor gasto para a operação do sistema durante vinte e cinco anos, como se vê na Figura 30.

Avião	Carro	Bateria	Xzer3.7	H1000	Grid (kW)	Conext SW2524 (kW)	Dispatch	NPC (R\$)	COE (R\$)	Operating cost (R\$/yr)	Initial capital (R\$)
			1		999,999		CC	R\$40,715	R\$0,611	R\$2,299	R\$11,000
			1	1	999,999	0.167	LF	R\$41,848	R\$0,660	R\$2,224	R\$13,101
					999,999		CC	R\$47,277	R\$0,890	R\$3,657	R\$0,00
				1	999,999	0.0833	LF	R\$49,653	R\$0,935	R\$3,689	R\$1,962

Figura 30 – Configurações das microrredes mais eficientes possíveis sujeita a tarifa convencional

A microrrede mais eficiente encontrada foi de um sistema eólico operando em conjunto com a rede, sendo necessário um investimento inicial de R\$11.000,00 e um custo total durante vinte e cinco anos para a operação do sistema de R\$ 40.000,00, sendo possível ver como se deu a divisão deste gasto através da Figura 31.

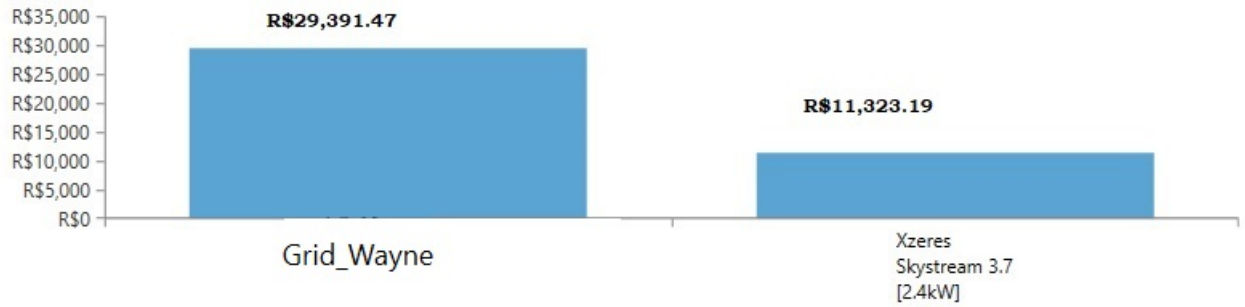


Figura 31 – Divisão dos custos para o sistema Eólico operando em conjunto com a rede

Apesar dos dois sistemas se mostrarem mais eficiente que a carga ser atendida apenas pela concessionária, ambos sistemas apresentam um *payback* relativamente alto. Para o sistema Eólico-Rede, o *payback* é de aproximadamente 12 anos e para a microrrede Eólico-Bateria-Rede o *payback* é próximo de 13 anos.

3.3.3 Comparação das tarifas e topologias

A topologia de microrrede que se mostrou mais eficaz para atender a carga durante vinte e cinco anos nas duas tarifas propostas, se deu por um sistema Eólico operando em conjunto com a rede. Quando sujeito a tarifa branca, a microrrede permitiu uma economia de R\$ 2.442,00 e quando sujeita a tarifa convencional uma economia R\$ 6.562,00.

Apesar da economia existente, as microrredes nas duas tarifas apresentaram um *payback* relativamente alto, quando sujeita a tarifa branca de cinco anos e quando sujeita a tarifa convencional de seis anos. Este alto *payback* é explicado pelo alto investimento inicial necessário para a aquisição do sistema eólico, que chega a ser maior que a economia durante os vinte cinco anos de operação do sistema, o que torna o investimento de carta maneira pouco atrativo. Esses dados podem ser visto de maneira detalhada através da Tabela 6.

Tarifa	Topologia	Gasto Total (R\$)	Investimento Inicial (R\$)	Payback (anos)
Tarifa Branca	Eólico-Rede	35.772,00	11.000,00	10,8
	Eólico-Rede	36.803,00	13.000,00	10,9
	Rede	38.214,00	-	-
Tarifa Convencional	Eólico-Rede	40.715,00	11.000,00	12
	Fotovoltaico-Rede	41.848,00	13.000,00	13
	Rede	47.277,00	-	-

Tabela 6 – Resumo dos resultados do sistema Eólico-Bateria atendendo carga residencial

3.4 Sistema Fotovoltaico-Bateria atendendo carga comercial

Para validar os resultados encontrados anteriormente, é proposto que a microrrede mais eficiente encontrada, formada por um sistema fotovoltaico-bateria, atenda agora uma carga comercial na cidade de João Monlevade. Para isto a modelagem do sistema fotovoltaico e do banco de baterias foi o mesmo utilizado anteriormente.

3.4.1 Carga do sistema

A carga a ser atendida agora tem como característica um consumo elevado durante o dia e um consumo durante a noite reduzido, como se vê na Figura 32.

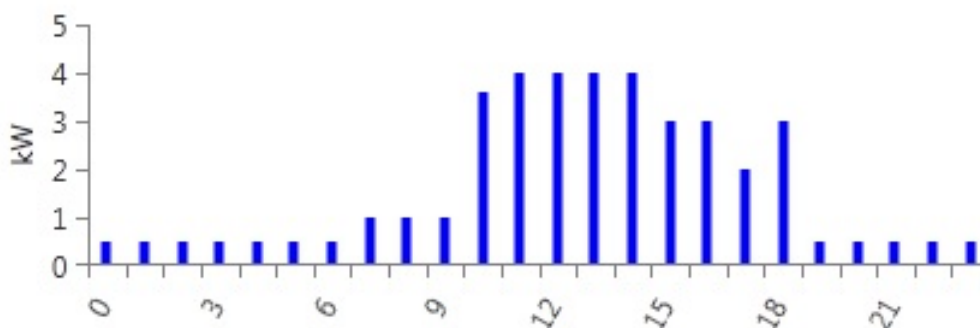


Figura 32 – Distribuição horária de carga do consumidor comercial

Dados da carga	
Média (kWh/dia)	36,18
Pico(kW)	7,16
Media(kW)	1,51

Tabela 7 – Dados da curva do cliente comercial

3.4.2 Resultado Sistema Fotovoltaico-Bateria Tarifa Branca

Quando sujeito a tarifa branca, a melhor configuração de microrrede encontrada para atender a carga comercial se deu por um sistema fotovoltaico-bateria operando em conjunto com a rede. Para a aquisição deste sistema se faz necessário um investimento inicial de R\$ 27.834,00, utilizado para a aquisição de dezoito módulos fotovoltaicos, um inversor de 3,7 kW e cinco baterias. Para a operação deste sistema durante vinte e cinco anos é necessário um gasto total de R\$ 72.055,00, sendo possível ver como se deu a divisão deste valor através da Figura 33.

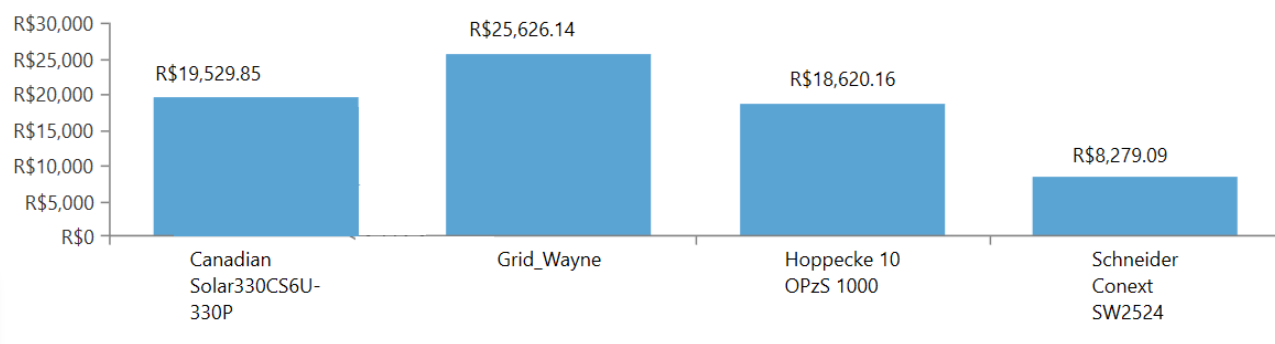


Figura 33 – Divisão dos custos da microrrede Fotovoltaica-Bateria

A segunda microrrede mais eficiente se dá por um sistema fotovoltaico operando em conjunto com a rede, sendo necessário uma investimento inicial de R\$ 18.573,00 para a aquisição de dezoito módulos fotovoltaicos e um inversor de 3,7 kW e um gasto total para a operação do sistema durante vinte e cinco anos de R\$ 75.265,00. O terceiro sistema mais interessante se deu pela carga ser atendida em sua totalidade pela concessionária, com um gasto total de R\$ 103.663,00 e por último um sistema de baterias atuando em conjunto com a rede, sendo possível ver mais detalhes na Figura 34.

Can330 (kW)	H1000	Grid (kW)	Conext SW2524 (kW)	Dispatch	NPC (R\$)	COE (R\$)	Operating cost (R\$/yr)	Initial capital (R\$)
5.93	5	999,999	3.69	LF	R\$73,055	R\$0.391	R\$3,421	R\$27,834
5.86		999,999	3.70	CC	R\$75,265	R\$0.366	R\$4,385	R\$18,574
		999,999		CC	R\$103,663	R\$0.607	R\$8,019	R\$0.00
	1	999,999	0.229	LF	R\$107,503	R\$0.630	R\$8,145	R\$2,205

Figura 34 – Configurações das microrredes mais eficientes possíveis sujeita a tarifa branca

A produção de energia nos dois principais sistemas encontrados se deu de maneira semelhante, em que aproximadamente 70 % de toda energia consumida pela carga se dá através de fontes renováveis e o restante da energia consumida vem da CEMIG, sendo possível ver a esta divisão para microrrede mais eficiente através da Figura 35.

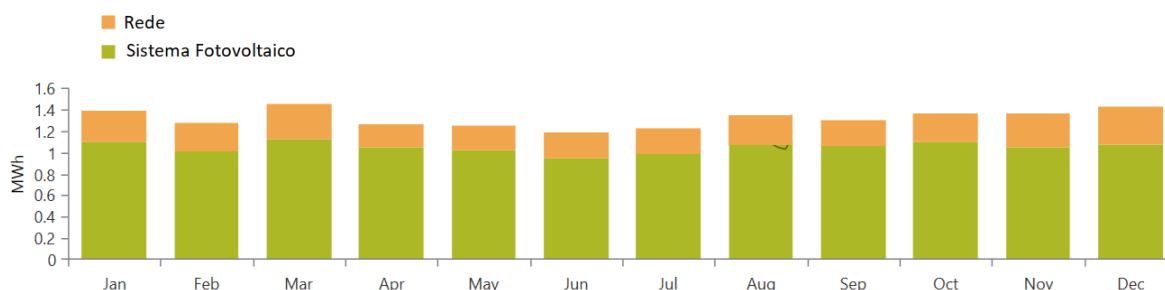


Figura 35 – Divisão da produção de energia na microrrede Fotovoltaico-Bateira

Através da Figura 36 é possível ver de forma mais detalhada, como se deu a

produção de energia citada acima, sendo possível como se comportaram os geradores distribuídos ao longo do dia.

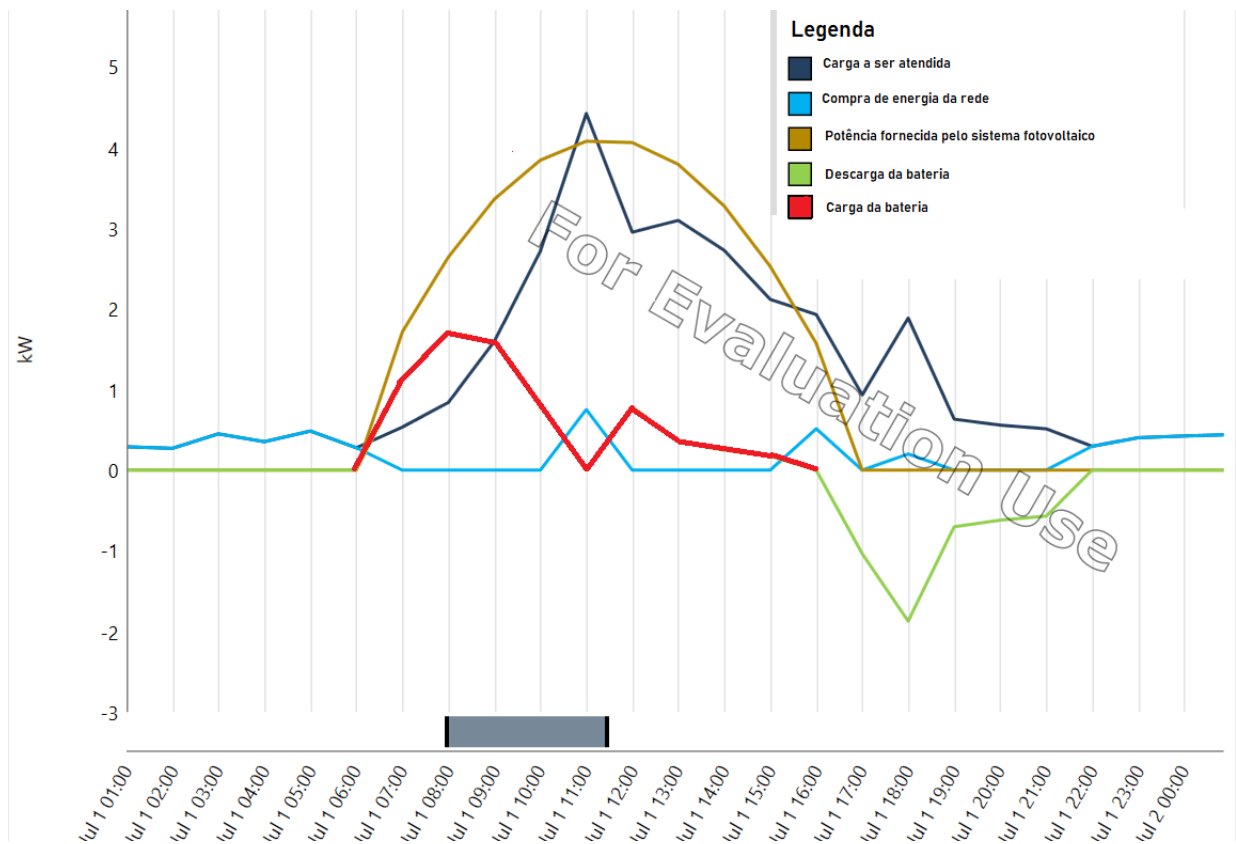


Figura 36 – Comportamento dos geradores distribuídos do sistema Fotovoltaico-Bateria sujeito a tarifa branca

Analisando a imagem acima é possível ver que durante momentos em que a energia cobrada pela concessionária tem seu valor mais baixo e a produção de energia solar não existe, a carga é atendida em sua totalidade pela rede. No momento em que o sistema fotovoltaico começa a produzir energia, a carga deixa de ser atendida pela concessionária e passa a ser atendida pelo sistema fotovoltaico. O sistema fotovoltaico produz ainda um excesso de energia durante alguns momentos do dia, sendo esta energia utilizada para carga das baterias. A energia armazenada pelas baterias são utilizadas no momento em que a tarifa cobrada pela concessionária atinge seu maior valor, sendo este momento no final da tarde e início da noite.

3.4.3 Resultado Sistema Tarifa Fotovoltaico-Bateria convencional

A melhor configuração de microrrede encontrada pelo Homer para atender a carga comercial quando sujeita a tarifa convencional, é uma microrrede composta por um sistema fotovoltaico de 7,4 kWp e um banco de sete baterias operando em conjunto com a rede, sendo necessário um investimento inicial para aquisição deste sistema de R\$ 35.837,00, e

um custo total para operação durante vinte e cinco anos de R\$79.196,00, sendo possível ver como se deu a divisão desse valor através da Figura 37.

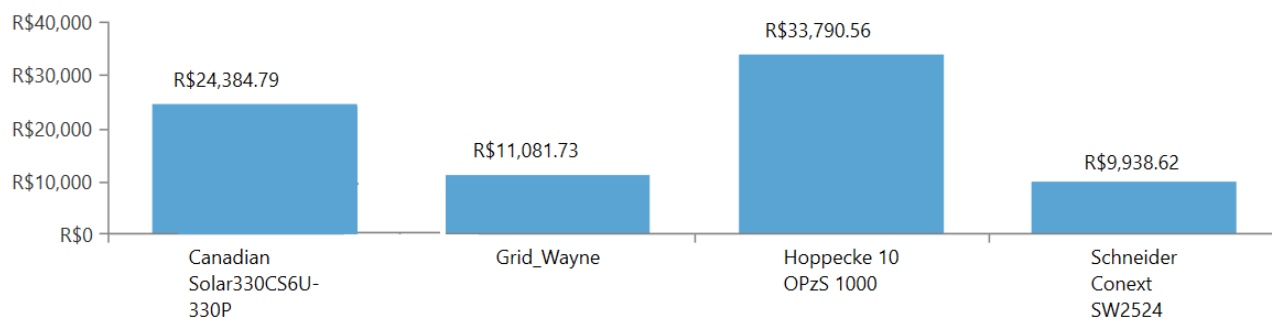


Figura 37 – Curva diária carga comercial

A segunda configuração mais eficiente encontrada pelo Homer é um sistema fotovoltaico operando em conjunto com a rede, sendo necessário um investimento inicial de R\$ 22.265,00 para aquisição de um sistema fotovoltaico de 7,1 kWp e um custo para operação do sistema durante vinte e cinco anos de R\$82.458,00, seguido por um sistema em que a carga é atendido em sua totalidade pela concessionária, com um gasto total de R\$ 151.938,00, sendo possível ver estas informações através da Figura 38.

Can330 (kW)	H1000	Grid (kW)	Conext SW2524 (kW)	Dispatch	NPC (R\$)	COE (R\$)	Operating cost (R\$/yr)	Initial capital (R\$)
7.40	7	999,999	4.44	LF	R\$79,196	R\$0.421	R\$3,354	R\$35,837
7.13		999,999	4.30	CC	R\$82,458	R\$0.366	R\$4,656	R\$22,265
		999,999		CC	R\$151,938	R\$0.890	R\$11,753	R\$0.00
	1	999,999	0.229	LF	R\$155,780	R\$0.913	R\$11,880	R\$2,205

Figura 38 – Configurações das microrredes mais eficientes possíveis sujeita a tarifa convencional

Ao realizar uma análise econômica das principais microrredes encontradas, quando comparado com a carga sendo atendido somente pela concessionária, é possível ver uma grande economia após vinte e cinco anos de operação do sistema e um *payback* interessante. Na microrrede Fotovoltaico-Bateira-Rede uma economia de R\$ 72.742,00 e um *payback* de três anos e cinco meses. Já na microrrede Fotovoltaico-Rede uma economia R\$ 69.480,00 e um *payback* de três anos e quatro meses.

Analisando a produção de energia do sistema, é possível ver a baixa utilização de energia vinda de CEMIG, sendo responsável por fornecer apenas 6 % de toda energia consumida pela carga e a grande utilização de energia vindo do sistema fotovoltaico, sendo ele responsável todo o restante de energia necessária. Através da Figura 39 é possível ver essa divisão durante os meses.

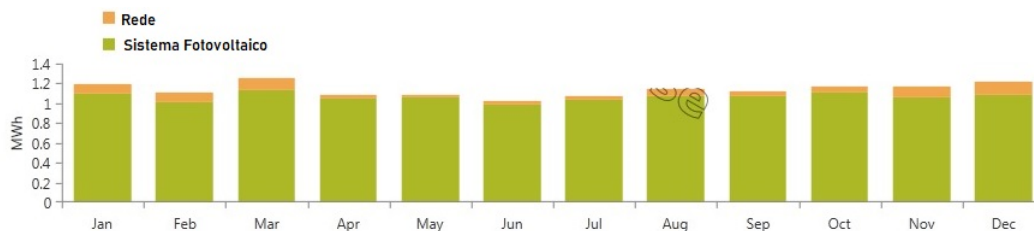


Figura 39 – Média mensal de produção elétrica do sistema Fotovoltaico-Bateria sujeito a tarifa branca

A grande parcela de produção de energia fotovoltaico é impulsionada devido a utilização de baterias, sendo essas utilizadas na maioria das vezes durante a noite, quando o sistema não fotovoltaico não produz energia, sendo possível ver o comportamento dos geradores distribuídos deste sistema em um dia usual através da Figura 40.

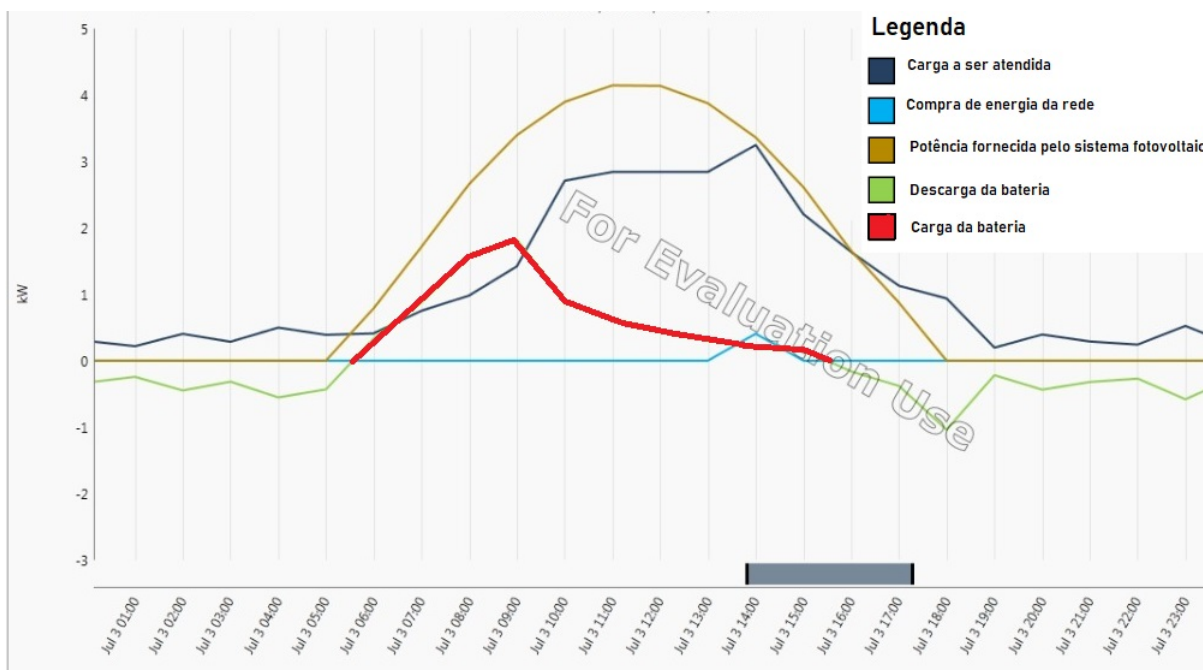


Figura 40 – Comportamento dos geradores distribuídos do sistema Fotovoltaico-Bateria sujeito a tarifa convencional

Neste dia a compra de energia da concessionária foi relativamente baixa, acontecendo apenas no momento de maior consumo da carga. No restante do dia a carga é atendida em sua totalidade pelo sistema fotovoltaico e o banco de baterias, sendo a bateria carregada pelo sistema fotovoltaico no período da manhã, momento de grande produção do sistema fotovoltaico e baixo consumo da carga e descarregada no final da tarde e durante toda noite.

3.4.4 Comparação das tarifas e topologias

Ao realizar uma análise dos dois resultados encontrados, a tarifa branca se mostrou mais eficiente para atender a carga em todos os casos. Caso a carga seja atendida somente pela concessionária, é necessário um gasto de R\$ 151.938,00 quando sujeito a tarifa convencional e um gasto de R\$103.663,00 quando sujeito a tarifa branca, resultando uma economia de R\$ 48.275,00.

Caso exista a utilização de geradores distribuídos para atender a carga, a tarifa branca também se mostrou eficaz. Ao se comparar a microrrede Fotovoltaica-Bateria-Rede mais eficiente encontrada quando sujeita a tarifa branca com a microrrede Fotovoltaica-Bateria-Rede mais eficiente encontrada quando sujeita a tarifa convencional, existe uma economia de R\$7.141,00.

Em ambos os casos, a configuração de microrrede que se mostrou mais eficaz para atender a carga foi a microrrede Fotovoltaica-Bateria-Rede, permitindo uma economia de R\$ 72.742,00, com um *payback* de três anos e cinco meses quando sujeito a tarifa convencional. Quando sujeito a tarifa branca, permitiu uma economia de R\$ 31.608,00, com o *payback* de cinco anos e um mês. Esses dados podem ser vistos com maior detalhe através da Tabela 8.

Tarifa	Topologia	Gasto Total (R\$)	Investimento Inicial (R\$)	Payback (anos)
Tarifa Branca	Fotovoltaico-Bateria-Rede	72.055,00	27.834,00	5,1
	Fotovoltaico-Rede	75.265,00	18.574,00	5,9
	Rede	103.663,00	-	-
Tarifa Convencional	Fotovoltaico-Bateria-Rede	79.176,00	35.837,00	3,5
	Fotovoltaico-Rede	82.458,00	22.265,00	3,4
	Rede	151.938,00	-	-

Tabela 8 – Resumo dos resultados do sistema Fotovoltaico-Bateria atendendo carga comercial

4 Conclusão

O trabalho permitiu a realização de um estudo sobre a viabilidade econômica da utilização de microrredes para atender um cliente residencial e comercial. A análise foi feita com auxílio do software Homer Energy, na qual ele permitiu a simulação de diversos geradores distribuídos operando em conjunto, utilizando tanto a tarifa branca, como a tarifa convencional.

Para começar o trabalho, foi feito inicialmente uma revisão bibliográfica de temas que são fundamentais para se realizar uma análise econômica e uma simulação correta. O primeiro tema abordado foi Geração Distribuída, levantando algumas de suas características, como se deu o seu desenvolvimento no Brasil e destacando alguns tipos de geradores que possuem certa relevância atualmente.

Em seguida foi realizado um estudo sobre o sistema tarifária brasileiro, buscando entender e analisar as tarifas a qual o cliente e a microrrede estão sujeitos e um levantamento das características do software Homer Energy, software escolhido para simular a operação da microrrede, destacando os processos que ele utiliza para formulação dos resultados e uma explicação dos principais dados que ele retorna.

Posteriormente foi realizado um estudo de caso para dois consumidores, o primeiro um consumidor residencial e em seguida um consumidor comercial. Para o estudo, foi necessário o levantamento da curva de carga dos clientes, uma pesquisa dos preços das tarifas cobradas pela concessionária a qual os clientes estarão sujeitos, o levantamento dos recursos naturais necessários para operação dos geradores distribuídos na região, como radiação solar e a média de ventos, o custo do óleo diesel e uma pesquisa de mercado para o levantamento de preços para compra dos geradores distribuídos.

Após o levantamento de todos os dados, eles foram passados para o Homer e então foram simuladas três configurações de microrredes para atender carga residencial. A primeira uma microrrede Fotovoltaica-Bateria, seguido por uma microrrede Eólica-Gerador Diesel e por fim uma microrrede Eólica-Bateria. Para atender a carga comercial, foi simulado apenas a microrrede Fotovoltaica-Bateria, devido ao sucesso obtido no primeiro caso.

Ao se analisar os resultados obtidos, é possível afirmar que a tarifa branca se mostrou economicamente viável para atender as duas cargas simuladas, em comparação com a tarifa convencional. Ela permitiu uma economia ao ser utilizado na presença ou não de geradores distribuídos durante os vinte e cinco anos de operação. A vantagem da sua utilização sem geradores pode ser explicada pelo consumo relativamente baixo no horário de ponta quando comparado ao restante do dia de ambos clientes. Já sua vantagem ao se

utilizar junto com geradores distribuídos é de que no horário de ponta e intermediário, existir a possibilidade dos geradores ficarem responsáveis por atender a carga.

A microrrede que se mostrou mais eficaz para atender as duas cargas se deram por um sistema fotovoltaico em conjunto com banco de baterias. Essa microrrede permitiu uma economia considerável ao longo de vinte e cinco anos de operação do sistema, com um *payback* consideravelmente baixo. A eficácia desta microrrede pode ser explicada, pelo bom nível de incidência solar na região e a possibilidade de complementação dos dois geradores. Vale ressaltar que grande parte da energia utilizada neste sistema se deu por energia limpa.

A microrrede composta por um gerador eólico em conjunto com gerador a diesel não se mostrou eficiente economicamente, sendo mais vantajoso a carga ser atendida apenas pela concessionária. Já a microrrede eólica-bateria permitiu uma pequena economia ao longo de vinte e cinco anos simulados, porém o seu alto investimento necessário e seu alto *payback*, quando comparado a economia obtida, tornam o sistema pouco interessante. A ineficácia desses sistemas pode ser explicada por normalmente estes geradores eólicos e o geradores a diesel serem projetados e utilizados para atender cargas consideravelmente maiores.

Por fim, pode-se destacar como ponto positivo do trabalho Gerador Fotovoltaico e Homer Energy. Dentro os quatro tipos de geradores distribuídos propostos, o gerador fotovoltaico possuiu o menor investimento inicial, é responsável por produzir grande parte da energia quando utilizado, é uma energia renovável, tem um grande vida útil e baixa necessidade de manutenção. Já o Homer Energy se mostrou um software eficiente e muito versátil, permitindo a simulação de vários tipos de geradores, a modelagem de diversas tarifas, possibilitando uma análise técnica e econômica eficiente.

Apesar das vantagens e desvantagens encontradas é importante destacar que se trata de um estudo local, podendo os resultados variarem de acordo com a região em que o sistema é proposto, as tarifas a qual o sistema estará sujeito e aos hábitos de consumo dos clientes.

4.1 Trabalhos Futuros

- Estudo de caso com cargas diferentes;
- Estudo com outras fontes de geração distribuída;
- Utilização de diferentes estratégias de despacho de energia;
- Utilização de tarifas horo-sazonais na simulação;
- Explorar recursos existentes Homer Energy que não foram desenvolvidos até aqui;

- Realizar um estudo dos impactos ambientais causados pela instalação de microrredes;
- Integração de mais geradores dentro da microrrede.

Referências

- BARRETO, E.; PINHO, J. Sistemas híbridos: soluções energéticas para a amazônia. *Ministério de Minas e Energia. Brasília*, 2008. 8
- BEHENCK, I. S. Estudo comparativo da viabilidade de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, através do software homer. *Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Rio de Janeiro, RJ, Brasil*, 2011. 15
- BORGES, P. V. de S. Análise regulatória e econômica de microrredes elétricas no brasil. *Universidade Federal do Rio de Janeiro*, 2016. 16
- BRAUN-GRABOLLE, P. et al. A integração de sistemas solares fotovoltaicos em larga escala no sistema elétrico de distribuição urbana. 2012. 3
- BRAUNSTEIN, M. H. G. Metodologia para análise da viabilidade técnica e econômica da aplicação de geração distribuída em um campus universitário. *Universidade Federal do Pampa*, 2016. 4, 7
- CARVALHO, D. D. C. d. *Proposta de um modelo para implantação de sistemas híbridos de geração distribuída eólico-fotovoltaicos*. Dissertação (Mestrado) — Brasil, 2016. 15, 16
- ESTEVES, O. L. A. et al. Inserção da geração fotovoltaica distribuída com armazenamento de energia para gerenciamento de demanda em horários de ponta em unidades consumidoras residenciais. [sn], 2018. 5
- EVANGELISTA, J. de A. et al. Análise da viabilidade técnica e financeira da implantação do gerador diesel no horário de ponta no prédio de ciências exatas e tecnológicas da universidade estadual de santa cruz—estudo de caso. 9
- FREITAS, B. N. et al. Análise de um sistema fotovoltaico de geração distribuída com bateria integrada de alto desempenho. Araranguá, SC, 2017. 8
- IEE, A. M. et al. Geração distribuída com armazenamento conectada à rede elétrica. 8
- JARDIM, C. d. S. et al. A inserção da geração solar fotovoltaica em alimentadores urbanos enfocando a redução do pico de demanda diurno. Florianópolis, SC, 2007. 7
- JÚNIOR, M. J. d. N. *Sistema supervisorio para gerenciamento, padronização das instalações e estudo de viabilidade de utilização de grupos geradores diesel em horário de ponta na UFRN*. Dissertação (Mestrado) — Brasil, 2017. 9
- JUNIOR, S.; TEIXEIRA, M. E. et al. Reflexões acerca da geração distribuída e suas implicações no sistema elétrico, na sociedade e no meio ambiente. *Universidade Federal de Uberlândia*, 2018. 6, 7
- MOTA, H. d. S. *Análise técnico econômica de unidades geradoras de energia distribuída*. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2011. 9, 15
- NETO, P. B. L. et al. Contribuições para a operação energética e econômica de microrredes isoladas com fontes renováveis. *Universidade Federal do Maranhão*, 2017. 5

- PINZÓN, A. M. O. Otimização da potência unitária dos geradores de energia numa microrrede elétrica com geração híbrida fóssil/renovável. 2015. 1
- RANGEL, C. A. S. et al. *Seleção ótima de baterias armazenadoras de energia em redes de distribuição com geração distribuída considerando modelagem da operação por redes neurais*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Santa Maria, 2019. 8
- RESE, L. et al. Modelagem, análise de estabilidade e controle de microrredes de energia elétrica. Florianópolis, 2012. 9
- RIBEIRO, V. D. *Análise técnico-econômica de um sistema híbrido de geração na rede elétrica da ilha do fundão*. Tese (Doutorado) — PhD thesis, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2014. 3
- RODRÍGUEZ, C. R. C.; JANNUZZI, G. Mecanismos regulatórios, tarifários e econômicos na geração distribuída: o caso dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede. *Universidade Estadual de Campinas, Campinas*, 2002. 5, 7
- SANTANA, R. Mercado de geração de energia distribuída no brasil. *Boletim Economia Empírica*, v. 1, n. 1, 2020. 4
- SANTOS, L. L. C. d. et al. Metodologia para análise da tarifa branca e da geração distribuída de pequeno porte nos consumidores residenciais de baixa tensão. Universidade Federal de Santa Maria, 2014. 3
- SEVERINO, M. M. Avaliação técnico-econômica de um sistema híbrido de geração distribuída para o atendimento a comunidades isoladas da amazônia. 2008. 3
- SILVA, F. *Análise de Desempenho de uma Microrrede com Múltiplas Unidades de Geração Distribuída*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Espírito Santo, 2011. 1
- SILVA, G. *Modos de Operação de uma Microrede de Baixa Tensão Baseada em Inversores de Potência*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Espírito Santo, 2014. 1
- SILVA, J. L. de S. et al. Análise do crescimento da geração distribuída: Estudo de caso do brasil com ênfase no estado de minas gerais. *REVISTA DE ENGENHARIA E TECNOLOGIA*, v. 10, n. 1, p. áginas–169, 2018. 4
- SILVA, S. B. d. Dimensionamento ótimo de sistemas híbridos, com geração fotovoltaica e célula a combustível, para atendimento a comunidades isoladas na amazônia. 2010. 4, 10, 16



ANEXO X - TERMO DE RESPONSABILIDADE

O texto do trabalho de conclusão de curso intitulado
“ ANÁLISE DO DESEMPENHO DE UMA MICROREDO COM MÚLTIPLAS UNIDADES DE GERAÇÃO ”
é de minha inteira responsabilidade. Declaro que não há utilização indevida de texto,
material fotográfico ou qualquer outro material pertencente a terceiros sem a devida
citação ou consentimento dos referidos autores.

João Monlevade, 19 de NOVEMBRO de 2020.

IAGO WAYNÉ SILVA DE CARVALHO
Nome completo do(a) aluno(a)