



**AVALIAÇÃO TÉCNICA E ECONÔMICA DE UMA  
MICRORREDE OPERANDO CONECTADA  
À REDE ELÉTRICA UTILIZANDO TECNOLOGIA  
DE PEAK SHAVING**

**LUÍS JUSTINIANO HAIK FERNANDES JÚNIOR**

**TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO DE GRADUAÇÃO EM  
ENGENHARIA ELÉTRICA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**FACULDADE DE TECNOLOGIA**

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA**

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA  
FACULDADE DE TECNOLOGIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**AVALIAÇÃO TÉCNICA E ECONÔMICA DE UMA  
MICRORREDE OPERANDO CONECTADA  
À REDE ELÉTRICA UTILIZANDO TECNOLOGIA  
DE PEAK SHAVING**

**LUÍS JUSTINIANO HAIEK FERNANDES JÚNIOR**

**Orientador: PROF. DR. FERNANDO CARDOSO MELO, ENE/UNB**

**TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO DE GRADUAÇÃO EM  
ENGENHARIA ELÉTRICA**

**BRASÍLIA-DF, 29 DE ABRIL DE 2022.**

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA  
FACULDADE DE TECNOLOGIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**AVALIAÇÃO TÉCNICA E ECONÔMICA DE UMA  
MICRORREDE OPERANDO CONECTADA  
À REDE ELÉTRICA UTILIZANDO TECNOLOGIA  
DE PEAK SHAVING**

**LUÍS JUSTINIANO HAIK FERNANDES JÚNIOR**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO DE GRADUAÇÃO ACADÊMICO SUBMETIDA AO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA FACULDADE DE TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA, COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

**APROVADA POR:**

Prof. Dr. Fernando Cardoso Melo, ENE/UnB  
Orientador

Prof. Dr. Francis Arody Moreno Vásquez, ENE/UnB  
Examinador interno

Eng. Gustavo Henrique de Souza Leão, ONS  
Examinador externo

**BRASÍLIA, 29 DE ABRIL DE 2022.**

## **FICHA CATALOGRÁFICA**

LUÍS JUSTINIANO HAIEK FERNANDES JÚNIOR

**Avaliação técnica e econômica de uma microrrede operando conectada à rede elétrica utilizando a tecnologia de Peak Shaving**

**2022xv, 35p., 201x297 mm**

(ENE/FT/UnB, Engenheiro Eletricista, Engenharia Elétrica, 2022)

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação - Universidade de Brasília

Faculdade de Tecnologia - Departamento de Engenharia Elétrica

## **REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA**

LUÍS JUSTINIANO HAIEK FERNANDES JÚNIOR (2022) Avaliação técnica e econômica de uma microrrede operando conectada à rede elétrica utilizando a tecnologia de Peak Shaving. Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação em Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 35p.

## **CESSÃO DE DIREITOS**

AUTOR: Luís Justiniano Haiek Fernandes Júnior

TÍTULO: Avaliação técnica e econômica de uma microrrede operando conectada à rede elétrica utilizando a tecnologia de Peak Shaving.

GRAU: Engenheiro Eletricista ANO: 2022

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta trabalho de conclusão de curso de Graduação e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor se reserva a outros direitos de publicação e nenhuma parte desta trabalho de conclusão de curso de Graduação pode ser reproduzida sem a autorização por escrito do autor.

---

Luís Justiniano Haiek Fernandes Júnior

SQNW 110 BLOCO K APARTAMENTO 406

# Agradecimentos

*Agredeço primeiramente a Deus e ao Senhor Jesus Cristo, que me agraciaram com mais essa vitória.*

*A meus pais, Sandra e Luís, e a meu irmão, Gabriel, que são minha rocha e minha luz, me dão apoio e esclarecem os dias sombrios. Que me asseguram que, não importa quem eu seja ou o que eu faça, sempre serei amado.*

*Aos meus irmãos de outras mães, Pedro, Mateus, Giovanna, Clara e Pedro, que me ajudaram nos momentos mais difíceis da minha vida, me ajudam a me levantar quando eu caio e sempre me alegram quando estou triste.*

*Ao professor Fernando, que sempre foi muito solícito e esteve sempre à disposição para ajudar.*

*Aos amigos que fiz no curso, em especial Thiago, Gustavo, Luiza, Lucas, Pedro, Caio, Renan e Caio, que, ao seu jeito, me ajudaram em vários momentos do curso e me ajudaram a crescer e melhorar como pessoa.*

*Luís Justiniano Haiek Fernandes Júnior*

# Resumo

Este trabalho busca determinar a viabilidade técnica e econômica de implementação de uma microrrede com um sistema de *"Peak Shaving"* integrado. O *"Peak Shaving"* seria possibilitado através do excedente de geração de um sistema fotovoltaico instalado na microrrede. Para atingir esse objetivo, primeiramente escolheu-se um local para implementação da microrrede. Em seguida, com base na quantidade de unidades consumidoras neste local e de características de potencial de geração, obtidos em simulações do software SAM, e das curvas cargas do mesmo, dimensionou-se um sistema fotovoltaico capaz de, nos horários de geração plena, alimentar a microrrede e carregar um banco de baterias, parcial ou totalmente a depender da geração no dia. Em seguida, com base no perfil médio de geração do mês com maior geração total, dimensionou-se o banco de baterias que será totalmente carregado com o excedente de geração nos horários de geração plena. Definiu-se como critério para o despacho das baterias o critério de carga constante para a distribuidora no intervalo de compensação de pico. Feito isso, compararam-se dois horários para realização do *"Peak Shaving"* e determinou-se o melhor. Finalmente, calculou-se a economia gerada pelo sistema de *"Peak Shaving"* no modelo tarifário de Tarifa Branca e o custo total da implementação do sistema. A partir dos resultados obtidos pode-se concluir que, embora o sistema seja economicamente viável, a margem de viabilidade é muito pequena. **Palavras-chave: Microrredes, Peak Shaving, BESS, Geração Distribuída, Tarifa Branca**

# SUMÁRIO

<b>AGRADECIMENTOS</b> .....	<b>I</b>
<b>RESUMO</b> .....	<b>II</b>
<b>1 INTRODUÇÃO</b> .....	<b>1</b>
1.1 OBJETIVOS.....	2
1.2 ESTRUTURA DO TEXTO .....	2
<b>2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA E FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA</b> .....	<b>4</b>
2.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL .....	4
2.2 TARIFA BRANCA .....	6
2.3 MICRORREDES .....	6
2.4 BESS .....	7
2.4.1 OUTRAS APLICAÇÕES DE BATERIAS EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA .....	8
2.5 MÉTODOS DE PEAK SHAVING.....	9
2.6 PREDIÇÃO DE CARGA .....	11
2.6.1 MODELOS ARFIMA E SARFIMA .....	11
2.6.2 MODELO BASEADO EM CADEIA DE MARKOV .....	12
2.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	12
<b>3 MATERIAIS E MÉTODOS</b> .....	<b>13</b>
3.1 PREMISSAS .....	13
3.2 MATERIAIS .....	14
3.2.1 AMBIENTE COMPUTACIONAL .....	14
3.2.2 ÁREA DA MICRORREDE .....	18
3.2.3 PLACAS FOTOVOLTAICAS .....	19
3.2.4 INVERSORES.....	20
3.2.5 BESS .....	20
3.3 MÉTODOS .....	21
3.3.1 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO .....	21
3.3.2 CÁLCULO DO DESPACHO DAS BATERIAS.....	23
3.3.3 DIMENSIONAMENTO DO BESS .....	25

3.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	26
<b>4</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÃO .....</b>	<b>27</b>
4.1	RESULTADOS DA SIMULAÇÃO .....	27
4.2	CENÁRIO 1 X CENÁRIO 2 .....	28
4.3	VIABILIDADE ECONÔMICA .....	31
4.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	32
<b>5</b>	<b>CONCLUSÕES FINAIS E TRABALHOS FUTUROS .....</b>	<b>33</b>
	<b>CONCLUSÕES FINAIS E TRABALHOS FUTUROS .....</b>	<b>33</b>
	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>34</b>

# LISTA DE FIGURAS

1.1	Aumento da geração distribuída no Brasil entre 2015 e 2020 .....	1
2.1	Crescimento da geração distribuída em termos de quantidade de instalações ...	5
2.2	Tarifa Branca para a CEB .....	6
2.3	Representação gráfica do Peak Shaving.....	10
3.1	Menu de tipos de projeto .....	15
3.2	Interface da seleção do local de implementação do projeto .....	15
3.3	Menu com as informações do clima do local .....	16
3.4	Menu de seleção do modelo de placa fotovoltaica a ser simulada .....	16
3.5	Menu de seleção do modelo de inversor a ser simulado .....	17
3.6	Menu de dimensionamento do sistema fotovoltaico .....	17
3.7	Interface do resumo de simulação .....	18
3.8	Interface da série temporal de geração .....	18
3.9	Interface dos perfis de geração .....	19
3.10	Abrangência do alimentador 1004 e QL 24.....	19
3.11	Curva de carga da QL 24 .....	20
3.12	Fluxograma do processo de adequação do despacho .....	24
3.13	Curva de carga da QL 24 e Geração média no mês de janeiro .....	25
4.1	Geração fotovoltaica por mês.....	27
4.2	Simulação da geração fotovoltaica entre 09/Dez e 16/Dez.....	28
4.3	Carga do sistema, geração e SOC no cenário 1 .....	28
4.4	Carga do sistema, geração e SOC no cenário 2 .....	29
4.5	Cargas nos cenários 1 e 2.....	29
4.6	Despacho da BESS nos cenários 1 e 2 .....	30
4.7	Comparação da carga e SOC para os perfis de Janeiro e Junho .....	31
4.8	Variação da carga e SOC para o perfil médio anual .....	31

# LISTA DE TABELAS

2.1	Tarifas para a CEB (Valores em Reais por kWh) .....	6
3.1	Características das placas Centrosolar America SM72.....	20
3.2	Características dos inversores Growatt 10000MTLP [240V] .....	20
3.3	Valores de "c" para diferentes tecnologias de célula.....	22
3.4	Resumo dos componentes de projeto: Materiais.....	26
3.5	Resumo dos componentes de projeto: Métodos.....	26
4.1	Energia consumida da rede da CEB nos horários da Tarifa Branca .....	30
4.2	Energia consumida da rede da CEB nos horários da Tarifa Branca .....	32

# LISTA DE TERMOS E SIGLAS

ABGD	Associação Brasileira de Geração Distribuída
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ARMA	Auto Regressive Moving Average
BESS	Battery Energy Storage System
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEB	Companhia Energética de Brasília
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
DoD	Depth of Discharge
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
kWh	Kilowatt-hora
kWp	kilowatt-pico
NREL	National Renewable Energy Laboratory
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
SAM	System Advisor Module
SOC	State of Charge
SOH	State of Health
UC	Unidade Consumidora
UPS	Uninterruptible Power Supply

# Capítulo 1

## Introdução

Historicamente, a geração de energia é dependente dos combustíveis fósseis, porém este panorama tem mudado recentemente. Com o aumento da preocupação em preservar o meio ambiente, a necessidade crescente de diversificação de fontes afim de se obter maior confiabilidade no sistema, as fontes renováveis têm ganhado força. Entre essas, uma das tecnologias de geração de energia que mais avançou foi a solar fotovoltaica. Sistemas de geração fotovoltaica estão cada vez mais baratos e acessíveis a pequenos consumidores. Como consequência, a geração distribuída, modelo aonde um consumidor se torna um micro ou minigerador, vem crescendo rapidamente. Na Austrália, por exemplo, a potência total instalada apenas para geração fotovoltaica ultrapassava os 2,3 GW em 2013<sup>1</sup>. Segundo dados da Figura 1.1 retirados do Balanço Energético Nacional da [1], em 2020 foram gerados quase 5000 GWh em mini e microgeradores, e a maior parte desse montante energético provém de energia solar fotovoltaica.

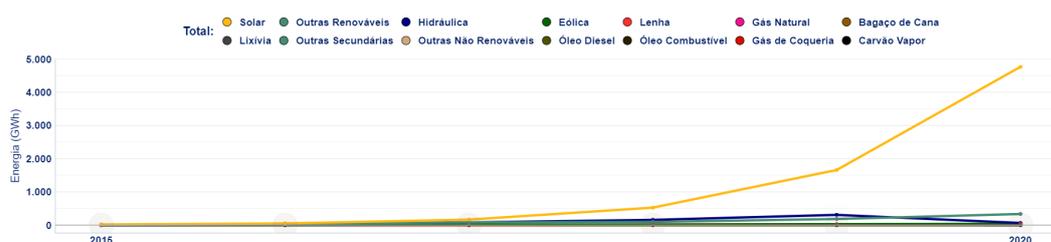


Figura 1.1: Aumento da geração distribuída no Brasil entre 2015 e 2020

Entretanto, a penetração de geração distribuída em redes de distribuição não é sem seus problemas. Destaquem-se, a propósito, as perdas técnicas para o sistema elétrico, a intermitência da geração e elevada sensibilidade dos sistemas fotovoltaicos à variações de carga e geração. Para níveis de penetração de geração distribuída superiores à 50% das unidades consumidoras, as perdas técnicas do sistema elétrico aumentam em comparação com o cenário de inexistência de geração distribuída[2]. A geração fotovoltaica é, por natureza, intermitente, uma vez que não há irradiação de luz solar à noite e a presença de nuvens diminui

<sup>1</sup>Fonte: Regulador de Energia Australiano

a irradiação. Como consequência, essa geração não pode ser a principal fonte de energia de um sistema elétrico, o que demanda outras fontes para garantir robustez à rede e suprir energia nos períodos em que não há geração de energia fotovoltaica. Sistemas fotovoltaicos são muito sensíveis às variações de carga e de geração, o que implica problemas de qualidade do produto, como sobretensões e perdas de sincronismo.

Neste contexto, surge uma discussão sobre microrredes. Microrredes possuem porte reduzido e proximidade da geração e consumo, incluem geração distribuída, normalmente duas ou mais formas de geração, e a capacidade de operar conectada a uma rede de distribuição ou de forma ilhada, mantendo fornecimento constante[3]. Além dos componentes supracitados, as microrredes também contam com sistemas de armazenamento de energia por baterias, ou BESS do inglês *Battery Energy Storage System*, o que permite a implementação de técnicas de preenchimento de vales e redução de picos de demanda, conhecidos como técnica de “*Peak Shaving*”. Esta técnica, além de reduzir picos de demanda, é capaz de mitigar sobretensões no sistema e problemas de fluxo de potência reverso que podem ser causados por uma alta penetração de geração fotovoltaica e outras fontes de geração distribuída[4]. A depender da configuração e da topologia da microrrede, a técnica de “*Peak Shaving*” também permite um balanceamento de cargas em sistemas trifásicos desbalanceados, o que contribui para redução de perdas técnicas.

Percebe-se, então, o potencial das microrredes e da técnica de “*Peak Shaving*”. Eles podem permitir a uma rede de distribuição uma grande penetração de geração distribuída renovável, sem que haja prejuízo à qualidade do produto e do serviço de distribuição. Por fim, ainda para contextualizar o objeto deste trabalho, reconhece-se como fundamental, nos dias de hoje, que haja esforços combinados, por parte de governos e da população de modo geral, para eliminar a dependência humana dos combustíveis fósseis, além de outros meios de geração de energia que não são limpos. O desenvolvimento das microrredes e o aperfeiçoamento da técnica de “*Peak Shaving*” podem ser importantes passos nessa direção.

## 1.1 Objetivos

Este trabalho tem como objetivo determinar a viabilidade técnica e econômica da implementação de uma microrrede com um sistema integrado de *Peak Shaving*. A análise de viabilidade econômica consistirá em se determinar se a economia gerada pela utilização de um método de *Peak Shaving* é suficiente para cobrir os custos do projeto como um todo.

## 1.2 Estrutura do texto

O trabalho está organizado como segue. O capítulo 2 contextualiza o cenário de geração distribuída e das microrredes no Brasil, bem como a regulamentação brasileira acerca das

microrredes. O Estado da Arte da técnica de "*Peak Shaving*" e da utilização de baterias em sistemas elétricos de potência serão apresentados nesse capítulo também.

O capítulo 3 apresenta, em detalhes, os métodos utilizados nesse trabalho, caracteriza o local selecionado para implementação do trabalho e descreve e justifica as escolhas dos materiais nele utilizados.

O capítulo 4 apresenta os resultados obtidos nas simulações computacionais e as análises econômicas propostas.

Por fim, o capítulo 5 expõe as conclusões deste trabalho, tendo como embasamento os resultados obtidos e discutidos no capítulo 4. Esse capítulo também apresenta propostas de continuidade do estudo como trabalhos futuros.

# Capítulo 2

## Revisão bibliográfica e fundamentação teórica

Neste capítulo serão apresentadas as perspectivas futuras da geração distribuída no Brasil e o estado da arte das microrredes e dos sistemas de baterias BESS. Serão apresentados, também alguns métodos de *Peak Shaving* e alguns algoritmos de predição de carga.

### 2.1 Geração Distribuída no Brasil

Microgeração distribuída é definida pela Resolução Normativa 482 da ANEEL[5] 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;"

Minigeração distribuída tem a mesma definição, só que para potências instaladas entre 75 kW e 5 MW. Desde o marco introduzido pela Resolução 482 supracitada, a geração distribuída cresce exponencialmente, como pode ser visto na Figura 2.1. Esse crescimento se mantém até 2022. Em termos de potência instalada, a geração distribuída saltou de 1 GW em 2019<sup>1</sup> para 10 GW em 2022<sup>2</sup>. A previsão feita no Plano Decenal de Expansão de Energia 2029 da EPE[6] subestimava esse cenário, prevendo que a potência instalada em 2029 seria de 11,4 GW, porém essa marca pode ser alcançada ainda em 2022. Com isso, a versão mais atualizada do plano, prevê até 36 GW de potência instalada de Geração Distribuída, que corresponde a 4,6% da matriz energética brasileira prevista.

Mesmo com esse grande crescimento da geração distribuída, ainda são observados alguns desafios técnicos para a implementação desses sistemas[2]. Esses desafios estão associados

---

<sup>1</sup>Fonte: ANEEL

<sup>2</sup>Fonte: ABGD

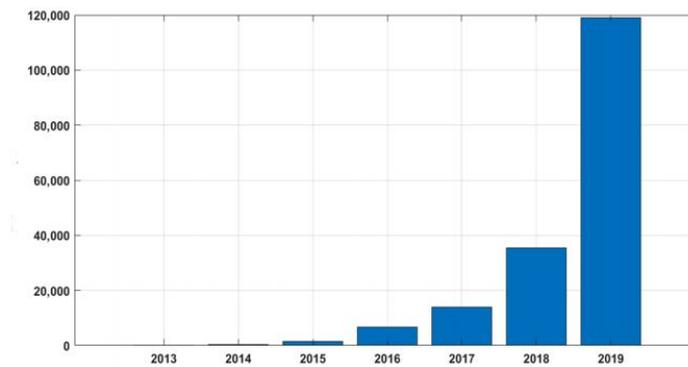


Figura 2.1: Crescimento da geração distribuída em termos de quantidade de instalações

à topologia do sistema elétrico convencional, que é como estão organizados a maioria dos sistemas elétricos hoje em dia. Essa topologia é caracterizada por um sistema radial, onde a energia é gerada em grandes centros geradores e é escoada pela rede de distribuição até os consumidores na ponta da rede. O fluxo de potência nessa topologia é sempre do centro para as pontas. Com isso, a capacidade dos condutores pode ser diminuída quando se aumenta a distância da subestação, visto que os condutores não precisam suportar tanta corrente, pois a quantidade de Unidades Consumidoras conectadas a eles é menor quando comparado a condutores mais próximos a subestação. Se ocorre uma geração distribuída excessiva nesses pontos, o fluxo de potência é invertido, começa a fluir das extremidades das redes para o centro, e esse fluxo pode superar a capacidade dos condutores.

Outro desafio está relacionado com os sistemas de proteção da rede. Estes foram concebidos e implementados levando em consideração a direção do fluxo de potência. Novamente, se o fluxo de potência for invertido, esses sistemas de proteção podem ser acionados indevidamente, pois eles não diferenciam correntes de falta de correntes vindas da geração distribuída.

Os desafios mais restritivos, entretanto, estão relacionados ao perfil de tensão na rede. As redes de distribuição naturalmente introduzem uma queda de tensão, ocasionada pela corrente passando pela resistência da rede. Essa queda de tensão é considerada pela distribuidora no despacho da potência nas subestações, de modo a garantir que a tensão que chega nas Unidades Consumidoras esteja dentro dos limites regulados. Com isso, um excesso de geração distribuída acarreta em sobretensões na região da carga, que podem superar os limites regulados.

Esses desafios são solucionáveis, com sistemas de proteção inteligentes e sistemas de controle de potência reativa localizados em posições estratégicas da rede como exemplos de soluções, porém é necessário um esforço adicional para a implementação dessas soluções.

## 2.2 Tarifa Branca

No Brasil, existem duas modalidades para a tarifa de energia: tarifa convencional e tarifa branca. Na tarifa convencional o preço do kWh é independente do horário. Na tarifa branca, são definidos, para cada distribuidora, um horário fora ponta, um horário intermediário e um horário de ponta. A tarifa para cada um desses horários varia. O horário de ponta tem sempre 3h de duração e o horário intermediário é definido como os intervalos de 1h exatamente antes e depois do horário de ponta. As demais 19h do dia são consideradas fora ponta. Todas essas tarifas e os horários citados acima são definidos pela ANEEL nas Revisões Tarifárias. Aos finais de semana e feriados é aplicada somente a tarifa fora ponta, independente do horário do consumo. A Figura 2.2 e a Tabela 2.1 indicam os valores das tarifas para a CEB e foram obtidas na ANEEL [7]. Os consumidores do grupo B, que são atendidos em baixa tensão, com consumo mensal médio superior a 500 kWh estão aptos a escolher qual tarifa deve ser aplicada.

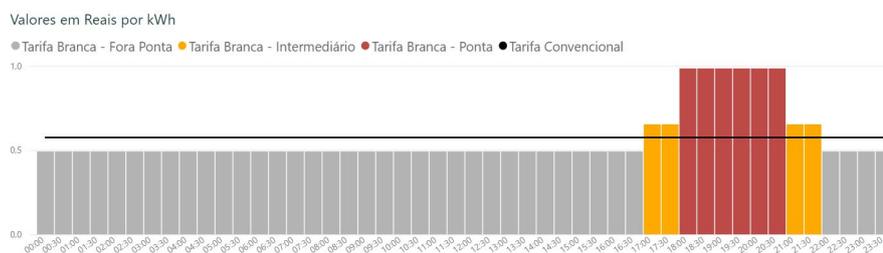


Figura 2.2: Tarifa Branca para a CEB

Tarifa fora ponta	Tarifa Intermediária	Tarifa ponta	Tarifa convencional
0,492	0,653	0,985	0,575

Tabela 2.1: Tarifas para a CEB (Valores em Reais por kWh)

A Tarifa Branca foi pensada como um mecanismo para se aliviar o stress na rede de distribuição durante o pico da carga. A ideia é que aumentando-se a tarifa nessas horas mais críticas e, em troca, diminuindo-se a tarifa ao longo da maior parte do dia, os consumidores sejam incentivados a diminuir o consumo no horário de ponta, diminuindo o pico de carga.

## 2.3 Microrredes

As microrredes surgiram como um modelo alternativo de sistema elétrico, que é mais condizente com os atuais problemas de ordem social, econômica e ambiental e que acompanha o desenvolvimento tecnológico.

As características básicas de uma microrrede são: seu porte reduzido em relação à rede elétrica convencional, a instalação em uma região delimitada, a possibilidade de trabalhar de

forma ilhada e a proximidade entre geração e consumo. Estas características, no entanto, não constituem uma inovação. De fato, os primeiros sistemas elétricos no mundo eram pequenos, possuíam produções locais próximas das cargas e operavam isolados.

As distinções desse conceito modernizado de microrredes estão na inserção de geração distribuída, de controladores baseados em eletrônica de potência e de sistemas de armazenamento de energia, principalmente por BESS [3].

Os sistemas de controle são responsáveis por manter as operações, tanto em modo conectado à rede de distribuição quanto em modo ilhado, e garantir uma transição suave entre esses modos. Para isso, são utilizados três tipos de inversores diferenciados: inversores *Grid following*, inversores *Grid forming* e inversores *Grid supporting* [8] [9]. Os inversores *Grid following* são responsáveis por fazer a regulação dos níveis de potência ativa e reativa na microrrede no modo conectado à rede, além de fazer a correta modulação da tensão de saída das fontes renováveis para que esta fique sincronizada em frequência e amplitude com a rede. Os inversores *Grid forming* se comportam como inversores *Grid following* no modo conectado à rede, mas, no modo ilhado, esses são responsáveis por gerar o sinal senoidal, com frequência e amplitude iguais às da rede de distribuição, de referência para os demais inversores. Dependendo das características da microrrede, um inversor *Grid forming* pode não ser capaz de manter os parâmetros de amplitude e frequência na barra AC. Neste caso, são utilizados os inversores *Grid supporting* para auxiliar essa manutenção dos parâmetros de operação.

No Brasil, esse modelo de microrredes ainda é muito novo e não existe uma regulamentação consolidada nessa área. Embriões para uma futura regulamentação são objeto de um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) da COPEL, Companhia Paranaense de Energia. Esse projeto foi implementado através da Chamada Pública 001/2020 para Compra de Energia Elétrica[10]. Nele, são estabelecidos alguns critérios que podem motivar uma futura regulação. São eles:

- Ativos de Geração Distribuída entre 1 MW e 30 MW de potência instalada;
- Capacidade de operar de forma ilhada por um período mínimo de 5h ininterruptas e;
- Todos os agentes serem membros da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

## 2.4 BESS

*Battery Energy Storage System*, ou Sistema de Armazenamento de Energia por Baterias, é uma importante parte das microrredes, além de ser crucial para um aumento ainda maior das energias renováveis. A utilização desses sistemas tem aumentado nos últimos anos, muito em função da diminuição dos preços das baterias. O preço de um *pack* de bateria de íon-lítio teve uma queda de 89% entre 2010 e 2020[11].

Existem várias tecnologias diferentes de baterias e cada uma delas possui vantagens e desvantagens. Entre elas, as mais comuns em aplicações de BESS são[12] [13] [11]:

- **Chumbo-ácido:** É a tecnologia de baterias que está mais madura. São mais indicadas em aplicações com longo período de descarga. Está entre as tecnologias de baterias mais baratas, porém, possui uma vida útil baixa em relação a outras tecnologias;
- **Vanádio** Também é uma tecnologia de baterias bastante consolidada. O tempo de resposta dessas baterias é muito pequeno e elas podem suportar o dobro da potência nominal de saída por alguns segundos. Por isso, são indicadas para *Uninterruptable Power Supplies* (UPSs), backups para quedas de energia e em sistemas de estabilização de frequência tensão em geradores de energias renováveis. É uma tecnologia cara, porém possui boa vida útil;
- **Íon-Lítio:** Está entre as tecnologias mais recentes de baterias. Suas características de operação estão entre as de Chumbo-ácido e as de Vanádio, suportam descargas longas, mas não tão longas quanto as de chumbo, e também possuem um bom tempo de reação, embora não tão bom quanto das baterias de Vanádio. As baterias de íon-lítio possuem uma densidade energética maior do que as baterias de outras tecnologias, ou seja, elas conseguem armazenar mais energia em um volume menor. Essas baterias não suportam bem sobrecargas. São mais caras, mas possuem uma boa vida útil.

Independente da aplicação ou da tecnologia das baterias, uma parte determinante de qualquer BESS é um sistema de determinação do *State of Health* (SOH) e do *State of Charge* (SOC) do banco de baterias. SOH é a métrica que monitora a degradação do sistema de baterias, ou seja, é a relação percentual entre a capacidade total atual das baterias e a capacidade total nominal. SOC é a métrica que monitora o quanto das baterias está carregado, ou seja, é a relação percentual entre a carga e a capacidade da bateria. O monitoramento dessas métricas é indispensável para a operação e manutenção do BESS.

## 2.4.1 Outras aplicações de baterias em sistemas elétricos de potência

O uso de baterias em sistemas elétricos de potência não é algo novo. Em sistemas isolados é muito comum o uso de geradores, quaisquer tipo que sejam, associados a baterias para armazenar o restante gerado e despachar essa energia em momentos que, por qualquer motivo, falte geração.

Existem modelos de sistemas de backup para falta de energia que utilizam baterias como uma forma de resposta rápida. Isso porque a bateria tem um tempo de resposta a falta muito menor que a maioria dos geradores de backup. Ao ser detectada a falta, o sistema rapidamente despacha potência da bateria, enquanto prepara os geradores de backup para uma compensação mais duradoura. Isso também elimina alguns problemas que poderiam aparecer pela instabilidade inicial dos geradores.

Um dos problemas associados às formas mais comuns de geração distribuída, geração fotovoltaica e eólica, está no caráter intermitente dessas gerações. Ambas tem a geração de energia concentrada em um período do dia, de dia e à noite respectivamente, enquanto no resto do tempo a geração é baixíssima ou nula. Outro problema que se apresenta é que, mesmo nos períodos do dia com geração, alterações no tempo, como nuvens excessivas, falta de vento, excesso de poeira, entre outros, podem diminuir drasticamente a geração de energia.

Uma outra aplicação para baterias é na mitigação de oscilações na geração. Como já mencionado anteriormente, as gerações fotovoltaica e eólica podem apresentar grandes oscilações na geração, mesmo no período do dia com mais potencial de geração. Isso pode ser muito prejudicial, principalmente em um contexto de grandes plantas geradoras, que, pela grande quantidade de energia que estas injetam na rede, podem acarretar em uma perda na qualidade do produto.

Nesse contexto, Makibar, Navarte e Lorenzo [14] propõe a utilização de baterias para mitigar os efeitos dessas oscilações. O controle proposto nesse trabalho seria feito de forma a suavizar uma queda de geração na rede despachando-se energia das baterias. A potência total injetada na rede estaria caindo também, mas em um ritmo bem mais lento e gradual. Da mesma forma, quando a geração retornasse aos valores esperados, a potência injetada na rede também retornaria de forma gradual, já que parte da geração seria utilizada para recarregar as baterias. Essa suavização das oscilações tem um impacto menor na rede e também dá mais tempo para tomada de decisões como a de ligar geradores secundários para garantir a continuidade na geração.

A proposta desse trabalho [14] é feita para grandes geradores fotovoltaicos, 7,2 MW na planta analisada. Embora não abordado no trabalho, a mesma lógica pode ser implementada em grandes plantas eólicas. Os ganhos dessas aplicações, entretanto, são mais pronunciados em geração de larga escala. Não existem muitos estudos acerca dos potenciais ganhos dessa aplicação em sistemas de geração de menor porte.

## 2.5 Métodos de Peak Shaving

"*Peak Shaving*" é o nome dado à técnica de deslocamento de carga com preenchimento de vale e compensação do pico de carga de um sistema elétrico, normalmente uma Unidade Consumidora (UC) ou um bairro ou similar. Ao longo do dia a carga desse sistema elétrico varia e, normalmente no final da tarde e à noite, atinge um patamar de carga muito mais alto do que o resto do dia. A técnica do "*Peak Shaving*" propõe-se a armazenar energia ao longo do dia e, no horário do pico de carga, despachar essa energia de forma a aliviar parcialmente a energia demandada da rede de distribuição, o que pode ser observado nos perfis de carga da Figura 2.3. Essa técnica também proporciona uma oportunidade de redução no preço da energia para consumidores, que podem fazer maior uso da energia sujeita à Tarifa Branca

fora ponta, já que a energia absorvida do BESS não entra para o cálculo da tarifa.

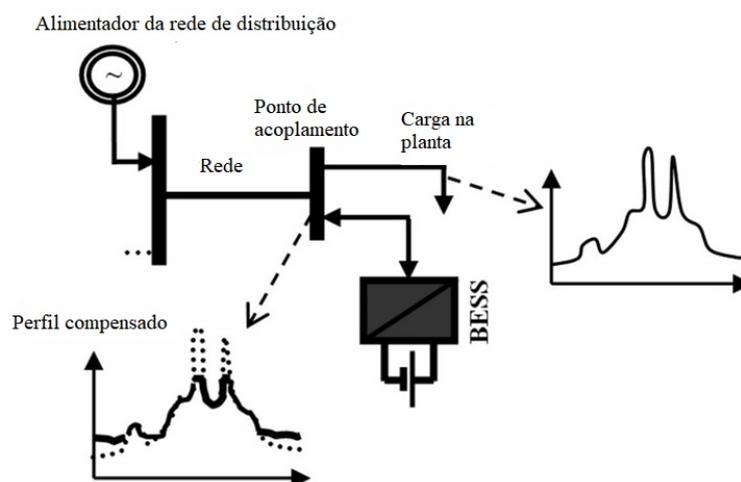


Figura 2.3: Representação gráfica do Peak Shaving

Três elementos são necessários para se realizar *"Peak Shaving"*. Além de um sistema de armazenamento de energia, normalmente um BESS, o *"Peak Shaving"* depende de um sistema de gerenciamento de energia cuja função é definir quando o BESS será carregado e descarregado e também de um sistema de controle e previsão de carga, que tem por objetivo prever a carga do dia seguinte e definir e agendar o despacho da bateria. Vale destacar que o *Peak Shaving*, aplicado a um contexto de microrredes, só pode ser efetuado quando a microrrede está operando no modo conectado à rede de distribuição. Quando a operação é no modo ilhado, é necessário fazer o balanço de geração e carga, ou seja, tudo o que esta sendo gerado deve ser consumido.

No contexto de microrredes, aonde temos vários sistemas elétricos (várias UCs) realizando *"Peak Shaving"* simultaneamente, existem duas topologias para os métodos de controle: o controle centralizado, e o controle descentralizado. As diferenças técnicas entre essas topologias de controle não fazem parte do escopo deste trabalho.

Para métodos de controle centralizado, existe um elemento mestre da microrrede que controla os demais elementos. Isso implica na necessidade de vias de comunicação entre os elementos da microrrede nessa linha de método. Tipicamente em sistemas de controle centralizado, o elemento mestre é composto por três módulos integrados: um sistema de previsão que prevê o perfil de carga do dia seguinte, um organizador que agenda as rotinas de carga e descarga do BESS baseado na previsão gerada pelo primeiro módulo, e um operador em tempo real que ajusta os agendamentos continuamente para mitigar erros de previsão.[4]

Vários métodos para implementação do sistema de previsão e do organizador já foram propostos. Em Bennet, Stuart e Lu[4] é utilizado um modelo heurístico para simplificar o sistema de previsão. Ele parte do princípio que alguns formatos de previsão de carga se repetem baseados em variáveis externas, como clima, e em corolários, como uso total de

energia e pico de demanda. O sistema proposto identifica padrões nessas variáveis e os correlaciona, através de uma rede neural, simplificando as previsões futuras.

Em Marwali et al.[15], a microrrede baseia-se em módulos fotovoltaicos e sistemas de geração termelétricos. O sistema de previsão proposto baseia-se na obtenção do menor custo de fornecimento de energia, em função dos preços das gerações fotovoltaica e termelétrica e da tarifa de energia da distribuidora. Utiliza-se uma função Lagrangeana para minimizar o custo total da função objetivo.

Em Kabir et al.[16], a previsão da geração fotovoltaica é estimada utilizando-se uma cadeia de Markov em tempo discreto. Essa probabilidade, juntamente com a razão de resistência e reatância equivalentes da rede, é utilizada para definir se o BESS deve injetar energia na rede ou se deve absorver energia da rede, de modo a evitar *voltage sags* (afundamentos de tensão) e sobretensões, respectivamente.

Já em sistemas com controle descentralizado, cada elemento da microrrede é controlado localmente. Nesse tipo de topologia, um sistema de comunicação entre os elementos é dispensado. Esses sistemas de controle costumam ser bem mais simples de se realizar, embora apresentem uma menor robustez em relação a sistemas com controle centralizado. Além da menor complexidade, o sistema como um todo fica menos susceptível a erros de grande proporção, já que cada elemento opera independente um do outro é menos provável que múltiplos elementos apresentem falhas ao mesmo tempo. Em Coelho[17], a solução proposta foi uma técnica já usada em sistemas UPS (Uninterruptible Power Supply) .

## 2.6 Predição de carga

Como pode se observar na seção anterior, um dos desafios de se realizar o *Peak Shaving* é a implementação de um sistema de predição de carga. Um algoritmo muito engessado, embora mais fácil de ser implementado, pode gerar previsões com um erro considerável, enquanto algoritmos mais complexos podem gerar previsões muito mais precisas, mas também podem ser mais difíceis de se implementar. A seguir serão apresentados, brevemente alguns modelos de algoritmos de predição de carga.

### 2.6.1 Modelos ARFIMA e SARFIMA

O modelo *Auto Regressive Moving Average* (ARMA), em português Média Móvel Auto Regressiva, é um modelo simples que ignora se há entradas externas ao processo sob análise e se existem perturbações na saída desse sistema. Nesse modelo a previsão é feita através de uma média móvel dos dados. Este modelo necessita de um pré-processamento dos dados a serem utilizados na etapa de treinamento. As técnicas de pré-processamento mais utilizadas são normalização, remoção de sazonalidades e remoção da tendência, que consiste em subtrair a regressão linear dos dados da série de dados original. Os modelos ARFIMA E

SARFIMA são derivados do modelo ARMA que consideram uma maior variabilidade dos dados de entrada, além de serem otimizados para suportar uma grande quantidade de parâmetros e, assim, serem capazes de prever Séries Temporais de Memória Longa. A diferença entre os modelos é que no modelo SARFIMA são consideradas características de sazonalidade nos dados[18].

### **2.6.2 Modelo baseado em cadeia de Markov**

Um outro modelo utiliza o histórico de variáveis climáticas e demandas aplicadas à mapas auto-organizáveis e seguindo um modelo de cadeia de Markov para criar um previsor de demanda. Mapa auto-organizável é um tipo de rede neural desenvolvido para reconhecimento de padrões. Uma cadeia de Markov representa um processo estocástico, geralmente com estados discretos e contínuos no tempo, em que o sistema é modelado a partir de parâmetros observáveis. Parte-se do princípio de que os estados anteriores são irrelevantes para a predição dos estados seguintes, desde que o estado atual seja conhecido. Estados semelhantes são agrupados perto um do outro no mapa auto-organizável. A partir de um estado medido de demanda e variáveis climáticas, o modelo previsor irá determinar os estados em um tempo futuro, baseado nos estados próximos a ele no mapa auto-organizável, com a respectiva probabilidade associada.

## **2.7 Considerações finais**

Através das informações apresentadas nesse capítulo, pode-se concluir que existe um grande esforço para aumentar a viabilização dos meios de geração de energia renováveis. Esses esforços se estendem desde o desenvolvimento de novos modelos de sistemas elétricos e desenvolvimento das tecnologias atuais até esforços de caráter regulatório.

# Capítulo 3

## Materiais e Métodos

O objetivo desse trabalho é determinar se é economicamente viável a implementação de um BESS em uma microrrede para realização de *"Peak Shaving"*, ou seja, se a economia gerada pela compensação do pico da carga é suficiente para pagar este investimento. O BESS seria abastecido pelo excedente de energia gerado por um sistema fotovoltaico implementado na área da microrrede. Neste capítulo serão apresentadas, primeiramente, as premissas para o projeto e para a escolha do local da microrrede. Depois, serão apresentados os materiais utilizados neste trabalho e a área escolhida para implementação da microrrede e suas características. Por último, serão descritos os métodos utilizados para o dimensionamento do sistema fotovoltaico e do BESS.

### 3.1 Premissas

1. A área para implementação da microrrede deve ser uma área predominantemente residencial;
2. O sistema fotovoltaico que alimentará o banco de baterias será implementado nos telhados das casas já existentes na região, dispensando alguns gastos extras com grandes estruturas de sustentação para as placas. Isso permitirá, também, que, caso alguma casa já tenha um sistema fotovoltaico, não seja necessária nenhuma alteração grande no projeto, basta se fazer uma pequena correção na quantidade de placas das demais casas.
3. O BESS, por sua vez, será implementado inteiramente na entrada do alimentador da microrrede. A justificativa para isso é que um BESS requer uma grande infraestrutura, com sistemas de resfriamento (para que seja maximizada a vida útil das baterias) e sistemas para determinação *"SOC"* e *"SOH"* das baterias, que deixariam o projeto muito mais caro caso fossem implementadas individualmente em cada casa, como o sistema fotovoltaico.

4. As Unidades Consumidoras (UCs) da microrrede estarão, todas, no sistema de tarifa branca.
5. A compensação do pico de carga deverá ocorrer por um período de, no máximo, 5 horas.
6. Em alguns pontos do projeto, é necessária uma previsão da carga do sistema ao longo do dia. Para efeitos da análise neste trabalho, foram utilizados os dados da carga média, obtidos no livro "Ações de Eficiência Energética Associadas à Geração Distribuída"[19]. Na prática, esses dados seriam obtidos através do controlador preditivo. Para os fins das análises propostas neste trabalho, não há grande necessidade de se especificar o algoritmo utilizado para a previsão da carga.

## **3.2 Materiais**

### **3.2.1 Ambiente computacional**

Para as simulações do sistema fotovoltaico, utilizou-se o software System Advisor Module (SAM) desenvolvido pela National Renewable Energy Laboratory (NREL), um centro de pesquisa e desenvolvimento financiado pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos. A escolha se deu por se tratar de um software gratuito que conta com modelos econômicos e de performance para estimar os custos de um sistema fotovoltaico. Uma breve apresentação da interface desse software é feita como Apêndice. Para as análises e geração dos gráficos, foi utilizado o Microsoft Excel.

#### **3.2.1.1 Interface do software SAM**

O SAM é um software de modelagem técnica e econômica para sistemas de geração de energia renováveis. Ele é capaz de modelar diversos tipos de sistemas de geração, incluindo fotovoltaica, eólica, geotérmica, biomassa entre outras, e oferece modelos financeiros para projetos residenciais e comerciais de geração distribuída e projetos de centrais de geração para venda de energia em mercados livres de energia. Para se criar um novo projeto no SAM, é necessário, primeiramente, escolher o tipo de sistema e o modelo econômico que serão simulados. A figura 3.1 mostra o menu de seleção desses modelos. Nela estão destacados o modelo de geração fotovoltaica e o modelo econômico de geração distribuída residencial, que foram utilizados nesse trabalho.

Definidos os modelos da simulação, o SAM monta um projeto padrão predefinido. O próximo passo é a alteração desses parâmetros predefinidos para os parâmetros do sistema que se quer simular, a começar pelo local do projeto. A figura 3.2 mostra o menu de seleção do local. O SAM possui um lista pequena de locais inicialmente. Entretanto, pode-se adicionar qualquer local que esteja incluído na National Solar Radiation Data Base (NSRDB).

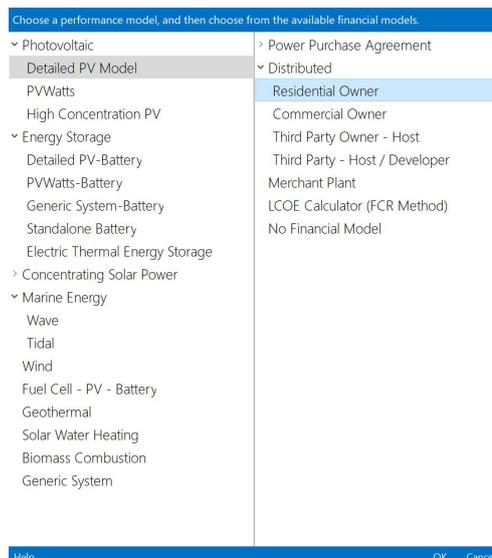


Figura 3.1: Menu de tipos de projeto

Este é um banco de dados que possui 20 anos de dados diários de irradiação na América do Norte e Central, na Índia e na América do Sul exceto Chile, Uruguai, Paraguai, Argentina e na região Sul do Brasil.

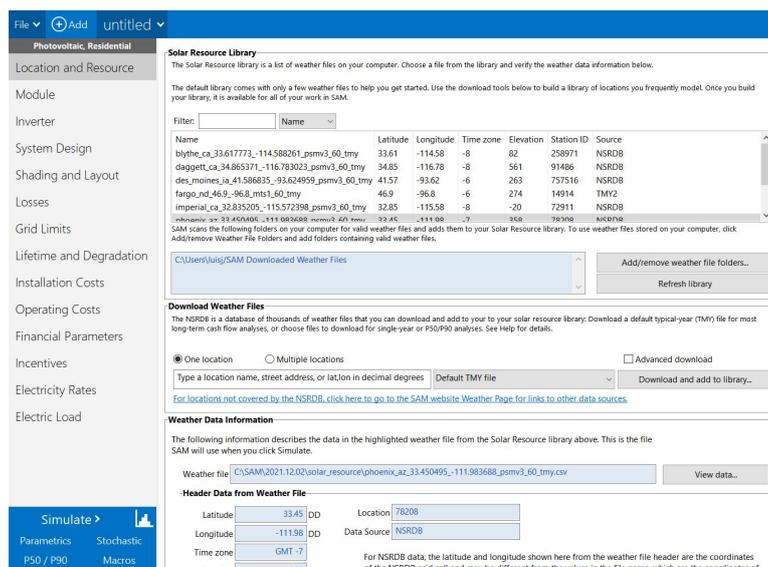


Figura 3.2: Interface da seleção do local de implementação do projeto

A adição de lugares contemplados nessa base de dados pode ser feita inserindo as coordenadas geográficas nos respectivos campos como mostrado na Figura 3.3. Pode-se, também, adicionar manualmente os dados de locais não incluídos na base de dados na opção "Add/Remove weather file folders..." na figura 3.2.

Definido o local de implementação, o próximo passo é a definição das placas fotovoltaicas e inversores que serão utilizados na simulação. As Figuras 3.4 e 3.5 mostram os menus de seleção das placas e dos inversores, respectivamente. Em ambos, o SAM fornece uma extensa lista de equipamentos disponíveis comercialmente e permite a adição manual de ou-

**Weather Data Information**

The following information describes the data in the highlighted weather file from the Solar Resource library above. This is the file SAM will use when you click Simulate.

Weather file:

**Header Data from Weather File**

Latitude:  DD Location:   
Longitude:  DD Data Source:   
Time zone:   
Elevation:  m  
Time step:  minutes

For NSRDB data, the latitude and longitude shown here from the weather file header are the coordinates of the NSRDB grid cell and may be different from the values in the file name, which are the coordinates of the requested location.

**Annual Averages Calculated from Weather File Data**

Global horizontal:  kWh/m<sup>2</sup>/day  
Direct normal (beam):  kWh/m<sup>2</sup>/day  
Diffuse horizontal:  kWh/m<sup>2</sup>/day  
Average temperature:  °C  
Average wind speed:  m/s

**Optional Data**

Maximum snow depth:  cm  
Annual albedo:

\*NaN indicates missing data.

Figura 3.3: Menu com as informações do clima do local

tros equipamentos na opção destacada em vermelho nas figuras. Para essa adição manual, é preciso fornecer alguns dados de características de operação dos equipamentos, que podem ser obtidas nas *Data Sheets* dos mesmos.

**Photovoltaic, Residential**

**CEC Performance Model with Module Database**

Location and Resource

Module

Inverter

System Design

Shading and Layout

Losses

Grid Limits

Lifetime and Degradation

Installation Costs

Operating Costs

Financial Parameters

Incentives

Electricity Rates

Electric Load

Parameters P50 / P90 Stochastic Macros

Name	Manufacturer	Technology	Bifacial	STC	PTC	A_c	Length	Width	N_s	L_sc_ref	V_oc_ref	I_mp_ref	V_mp_ref	alpha_sc	beta_oc	T_c
Centrosolar America VS...	Centrosolar A...	Thin Film	0	154.992	144.2	1.086	1.656	0.656	1...	2.52	82.85	2.33	66.52	0.000199...	-0.241093	46
Centrosolar America VS...	Centrosolar A...	Thin Film	0	159.954	148.6	1.086	1.656	0.656	1...	3.47	64.5	3.18	50.3	0.000225...	-0.18447	47
Centrosolar America ET...	Centrosolar A...	Mono-c-Si	0	164.68	146.5	1.114	1.51	0.738	72	5.19	44.12	4.6	35.8	0.00303568	-0.177839	44
Centrosolar America ET...	Centrosolar A...	Mono-c-Si	0	170.172	151.1	1.114	1.51	0.738	72	5.3	44.16	4.71	36.13	0.00310002	-0.178	44
Centrosolar America D...	Centrosolar A...	Multi-c-Si	0	175.032	154.5	1.325	1.336	0.992	48	6.42	29.01	7.92	22.1	0.005652	-0.104436	46
Centrosolar America E...	Centrosolar A...	Mono-c-Si	0	175.039	155.7	1.114	1.51	0.738	72	5.5	44.25	4.83	36.24	0.00321701	-0.178363	44
Centrosolar America D...	Centrosolar A...	Multi-c-Si	0	180.029	159	1.325	1.336	0.992	48	8.48	29.2	7.98	22.56	0.005088	-0.10512	46
Centrosolar America E...	Centrosolar A...	Mono-c-Si	0	179.685	157.6	1.114	1.51	0.738	72	5.61	44.6	4.95	36.3	0.0035244	-0.17437	47

**Module Characteristics at Reference Conditions**

Reference conditions: Total irradiance = 1000 W/m<sup>2</sup>, Cell temp = 25 °C

SunPower SPR-X21-335

Nominal efficiency:  %  
Maximum power (Pmp):  Wdc  
Max power voltage (Vmp):  Vdc  
Max power current (Imp):  Adc  
Open circuit voltage (Voc):  Vdc  
Short circuit current (Isc):  Adc

Temperature coefficients

Temperature coefficient (Pmp):  %/°C  
Temperature coefficient (Voc):  %/°C  
Temperature coefficient (Isc):  %/°C

**Bifacial Specifications**

Module is bifacial

Transmission fraction:  0-1  
Bifaciality:  0-1  
Ground clearance height:  m

**Temperature Correction**

Nominal operating cell temperature (NOCT) method  
 Heat transfer method

See Help for more information about CEC cell temperature models.

**NOCT Method Parameters**

Mounting standoff:   
Array height:

**Transient Thermal Model Correction**

The module unit mass is used for the transient thermal model, which is only applied for weather file time steps less than or equal to 20 minutes. The default value is 11 kg/m<sup>2</sup>.

Module unit mass:  kg/m<sup>2</sup>

Figura 3.4: Menu de seleção do modelo de placa fotovoltaica a ser simulada

Em seguida, são definidas as características do sistema fotovoltaico. A Figura 3.6 mostra o menu do sistema fotovoltaico. Aqui é necessário se definir a quantidade de inversores e placas, a disposição das *strings* de placas, se as placas terão orientação fixa ou móvel (variando a orientação para sempre que possível ficar virada para o sol), o desvio azimutal de instalação das placas e o distanciamento entre as placas (na opção *Ground Coverage Ratio (GCR)*).

Com a definição dessas características o SAM pode sugerir mudanças para uma melhor adequação do sistema. Essas sugestões são feitas quando algum limite operacional dos inversores é excedido.

A partir desse ponto a simulação já pode ser feita utilizando os modelos técnicos e financeiros do SAM. Esses modelos, entretanto, pode ser modificados, caso o usuário queira implementar outros modelos que melhor representem sua situação técnica e financeira, nos outros menus indicados à esquerda nas figuras. Pode-se adicionar, também, no menu *Shading and Layout*, uma representação 3D do local de implementação para que a simulação

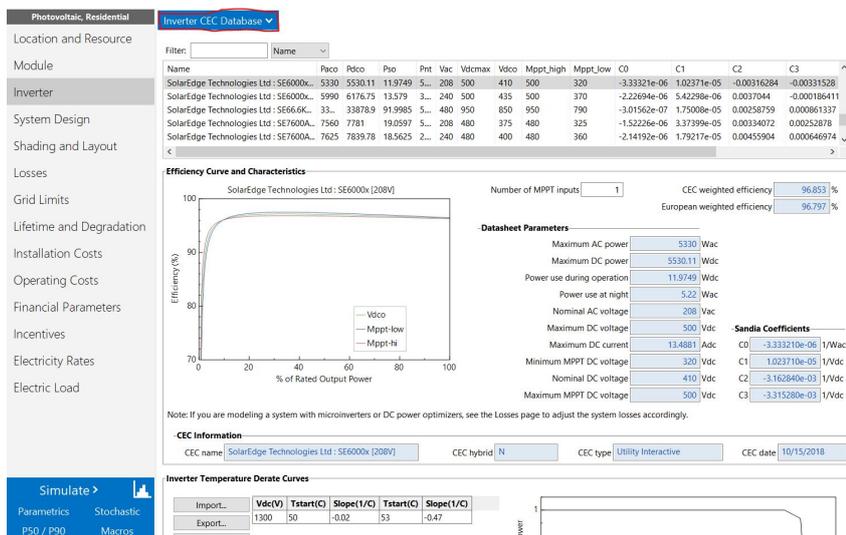


Figura 3.5: Menu de seleção do modelo de inversor a ser simulado

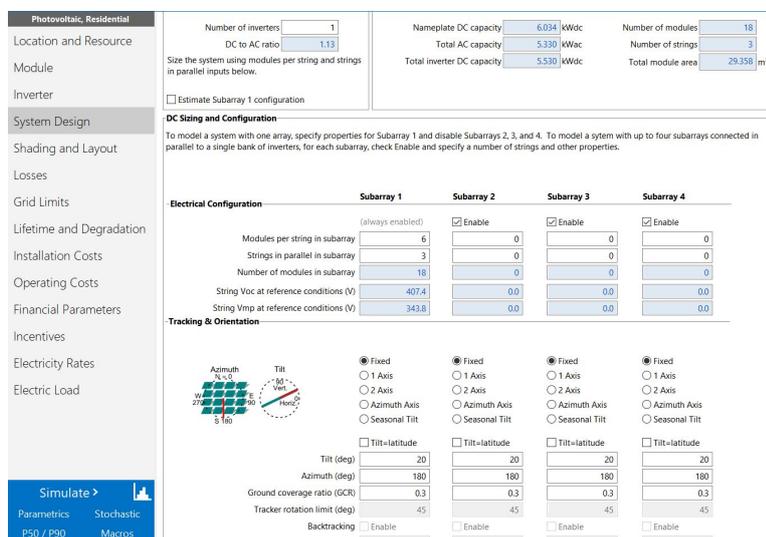


Figura 3.6: Menu de dimensionamento do sistema fotovoltaico

leve em conta possíveis sombreamentos causados por árvores ou outros objetos que estão perto das placas fotovoltaicas.

O último passo é fazer a simulação em si. Ao se fazer isso, o SAM irá apresentar um resumo da simulação, como mostrado na Figura 3.7, e permitirá a geração de gráficos e tabelas de dados, dará informações sobre as perdas calculadas, fará uma série temporal da geração ao longo de um ano, como mostrado na Figura 3.8, apresentará os perfis médios de geração mensal e anual, como mostrado na Figura 3.9, além de outras informações simuladas.

Todas as interfaces gráficas podem ser salvas como imagens e todos os dados podem ser exportados em formato PDF, CSV ou diretamente para o Microsoft Excel.

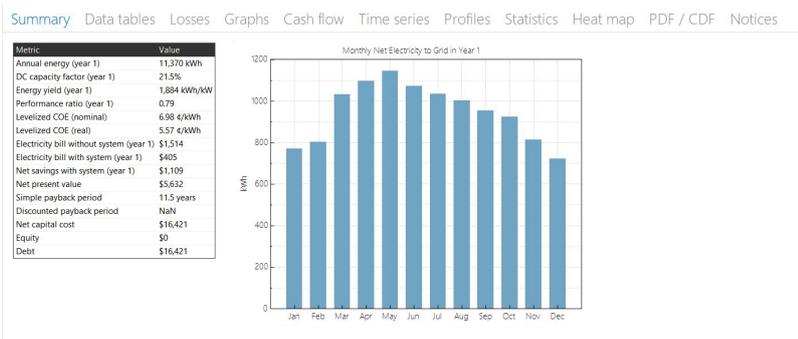


Figura 3.7: Interface do resumo de simulação

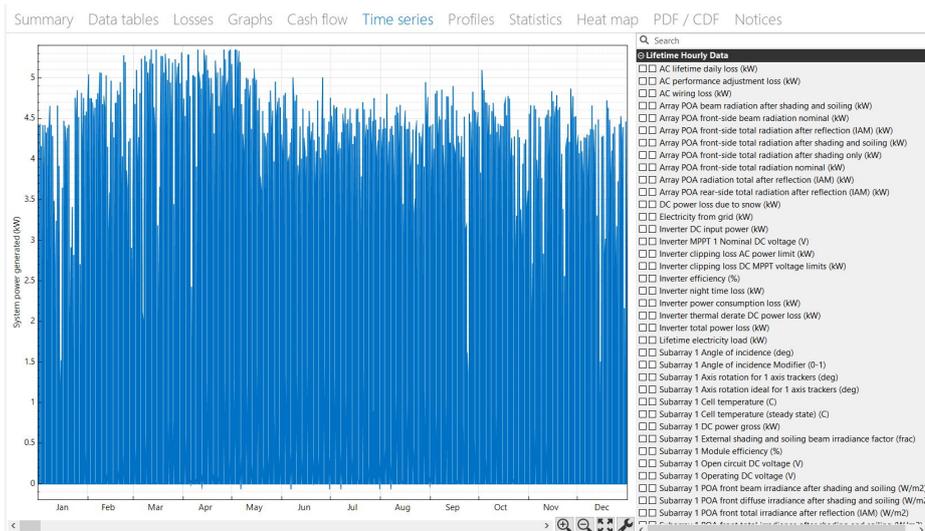


Figura 3.8: Interface da série temporal de geração

### 3.2.2 Área da microrrede

A microrrede foi implementada na QL24 do Lago Sul, parte do alimentador 1004 da antiga Companhia Energética de Brasília (CEB) atual Neoenergia. Esse local foi escolhido por se tratar da região do alimentador 1004 com o menor desvio azimutal médio das casas. Na Figura 3.10 pode-se observar a área do alimentador, destacada em vermelho, e a área da QL 24, destacada em azul.

A QL 24 do Lago Sul possui 9 conjuntos com 16 casas em cada conjunto, totalizando 144 casas. A Figura 3.11 mostra a carga da QL 24 ao longo de um dia útil no mês de dezembro. Esses dados eram referentes ao alimentador 1004 inteiro. Para se chegar aos dados da Figura 3.11, dividiram-se os dados do alimentador por 5, já que a área da QL 24 é aproximadamente um quinto da área do alimentador.

Analisando-se a curva de carga na Figura 3.11, percebe-se que o pico da carga não ocorre no intervalo de 5h estabelecido para as tarifas intermediária e de ponta da CEB. Diante disso, foram propostos dois cenários para a análise econômica:

- **Cenário 1:** A compensação do pico de carga seria feita no intervalo de 5h corridas do

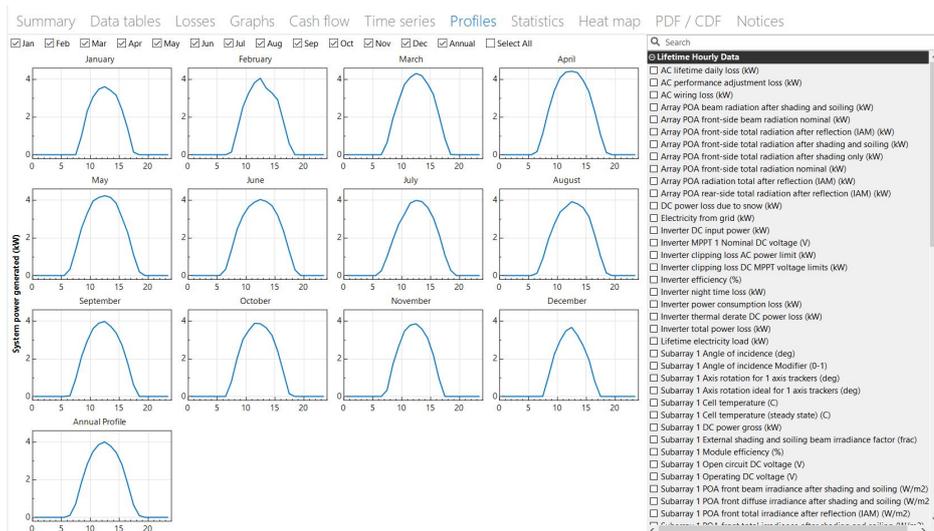


Figura 3.9: Interface dos perfis de geração



Figura 3.10: Abrangência do alimentador 1004 e QL 24

dia que tivesse o maior consumo de energia. Esse intervalo, na prática, seria definido pelo controlador preditivo mencionado na premissa 6 do projeto. Para efeitos da análise neste trabalho, foram utilizados os dados da carga, da Figura 3.11, e determinou-se o intervalo entre 18h e 23h.

- **Cenário 2:** A compensação do pico de carga seria feita no intervalo de 5h de tarifa intermediária e de ponta da CEB, ou seja, entre às 17h e às 22h.

### 3.2.3 Placas fotovoltaicas

Para este trabalho, foram utilizadas as placas SM72 da Centrosolar America. Essas são placas com módulos policristalinos de boa eficiência, aproximadamente 17% de eficiência nominal. A Tabela 3.1 mostra algumas características de operação dessas placas. A escolha desse modelo de placa foi por sugestão do software SAM.

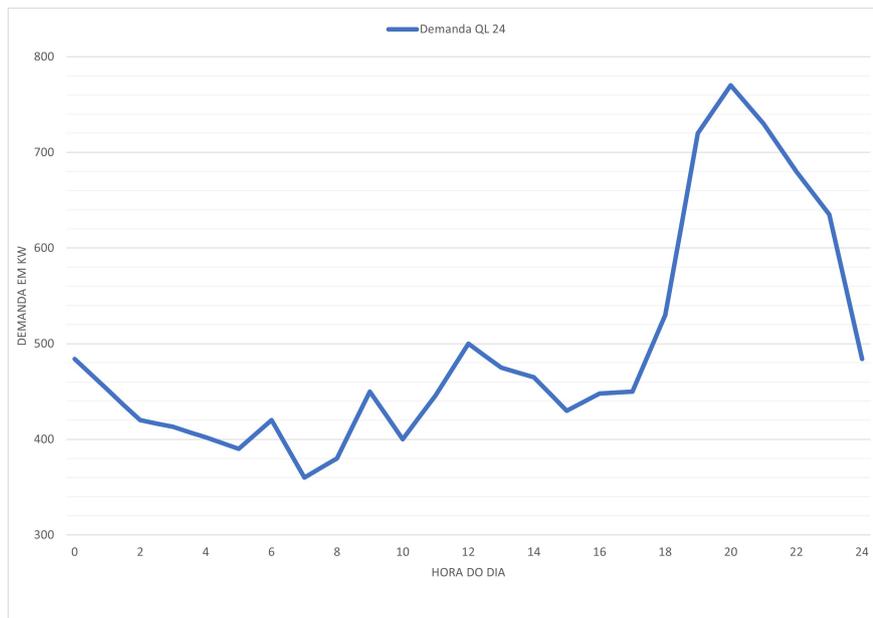


Figura 3.11: Curva de carga da QL 24

<b>Área (<math>m^2</math>)</b>	1,94
<b>Potência máxima DC (W)</b>	335,2
<b>Tensão de circuito aberto (<math>V_{dc}</math>)</b>	45,7
<b>Corrente de curto-circuito (<math>A_{dc}</math>)</b>	9,6

Tabela 3.1: Características das placas Centrosolar America SM72

### 3.2.4 Inversores

Para este trabalho, foram utilizados os inversores Growatt 10000MTLP [240V], da Shenzhen Growatt New Energy Technology. A Tabela 3.2 mostra algumas características de operação desses inversores. A escolha desse modelo de inversor foi por sugestão do software SAM.

<b>Potência DC máxima (W)</b>	10351
<b>Tensão DC máxima (V)</b>	550
<b>Corrente DC máxima (A)</b>	31,56

Tabela 3.2: Características dos inversores Growatt 10000MTLP [240V]

### 3.2.5 BESS

O BESS utilizado neste trabalho foi a solução Megapack da Tesla. Esse sistema conta com um banco de baterias modular, um sistema de gerenciamento de energia, inversores bidirecionais, transformadores de potência e sistemas de prevenção de incêndio. Todos esses

sistemas são instalados dentro de um E-house, um contêiner modificado para contar com sistemas de resfriamento, para garantir um bom funcionamento dos sistemas de controle e do banco de baterias. As baterias dessa solução são baterias de íon-lítio e contam com um Depth of Discharge ou Profundidade de Descarga (DoD) de 100%, ou seja, o banco pode ser carregado até 100% da capacidade e descarregado até 0%.

## 3.3 Métodos

### 3.3.1 Dimensionamento do sistema fotovoltaico

A base do método aplicado para o dimensionamento do sistema fotovoltaico está descrito no Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos [20].

Antes de se iniciar o dimensionamento do sistema fotovoltaico em si, precisa-se determinar se a área escolhida comporta um sistema capaz de gerar energia suficiente para realizar o "*Peak Shaving*". Para isso, são necessárias informações sobre a carga do sistema ao longo do dia e uma estimativa de qual é a maior quantidade de energia que pode ser gerada nessa área.

#### 3.3.1.1 Estimativa do potencial de geração fotovoltaica

Para se estimar o potencial de geração da região, deve-se, inicialmente, estimar a área total onde podem ser instaladas placas fotovoltaicas. Para isso, utiliza-se a ferramenta de cálculo de área do Google Maps e determinam-se todas as áreas de telhado da região que atendem às seguintes especificações:

- Pouquíssimo ou nenhum sombreamento;
- Telhado plano ou com inclinação para o Norte ou para o Sul.

A partir da área total, estima-se o potencial de geração fotovoltaica, em kilowatt-pico (kWp), através da fórmula:

$$E_{ger,est} = \frac{A_t(m^2)}{c(m^2/kWp)} \quad (3.1)$$

Onde "c" é uma constante que indica qual é a área de placas fotovoltaicas necessária para se gerar 1 kWp. Essa métrica é relativa à eficiência da placa e depende do tamanho da placa, da quantidade de células, do tipo de célula, entre outros fatores. A Tabela 3.3 a seguir apresenta valores comuns para "c" com as tecnologias de células fotovoltaicas que temos atualmente.

A partir dessa estimativa do potencial de geração fotovoltaica e das características de carga do sistema, é possível verificar se o local escolhido é adequado para implementação do sistema. É importante se ressaltar que o pico de geração deve ser maior do que o pico de

Tipo de célula	Monocristalina	Policristalina	Filme Fino
c	Entre 6 e 9	Entre 7 e 10	Entre 15 e 20

Tabela 3.3: Valores de "c" para diferentes tecnologias de célula

carga, uma vez que o pico da carga tem uma duração maior que o pico da geração, aproximadamente 5h e 3h, respectivamente.

Para este projeto, a estimativa da área total aonde podem ser instaladas placas foi feita para um conjunto da QL 24 e depois multiplicada por 9, já que são 9 conjuntos. Com isso  $A_t = 25773,93m^2$ . Com os dados de operação das placas, encontra-se que "c" é aproximadamente 6. Com esses valores, temos que  $E_{ger,est} = 4295kW_{pico}$ . Este resultado indica que o local escolhido é adequado para se implementar o sistema.

### 3.3.1.2 Características do sistema

Verificada a adequação do local para implementação do sistema, o próximo passo é a escolha das placas fotovoltaicas, modelo e quantidade de placas, e dos inversores que serão utilizados.

A escolha do modelo das placas pode ser um processo um pouco mais livre, a depender do potencial geração estimado. Caso o potencial de geração estimado seja muito superior ao pico da carga, podem ser utilizadas placas com módulos policristalinos, que normalmente possuem um melhor custo-benefício em relação às outras tecnologias, ou ainda placas de filme fino, caso haja alguma limitação com o peso total que o sistema pode ter. Caso o potencial de geração estimado esteja próximo ao pico de carga, pode ser mais interessante a escolha de placas com módulos monocristalinos, por serem placas mais eficientes embora mais caras.

Em relação à quantidade de placas, novamente temos um processo mais livre, basta que o pico da geração seja maior que o pico da carga. Não é necessário que o sistema cumpra todo o potencial de geração da área. Entretanto, um cuidado importante a ser tomado é que a potência líquida (geração menos carga) no momento de pico de geração, não seja muito maior que o pico de carga da microrrede. Isso porque os condutores nos postes da rede de distribuição são dimensionados para suportar os níveis de carga máximos da microrrede. Caso, no momento de pico de geração, o fluxo de potência reverso seja maior que esses níveis de carga, seria necessária uma readequação da rede de distribuição.

Para este trabalho, optou-se por distribuir as placas fotovoltaicas igualmente entre todas as casas. Entre todas as casas da QL 24, verificou-se que a casa que comportaria a menor quantidade de placas teria espaço para 30 placas. Assim, definiu-se que seriam colocadas 30 placas em cada casa da QL 24. Essa quantidade de placas, entretanto, não foi suficiente para que se realizasse um bom "Peak Shaving". Optou-se então por aumentar o sistema em uma

placa a cada duas casas (ou 0,5 placa por casa). Além disso foram colocadas 8 placas extras a fim de totalizar 4400 placas fotovoltaicas no sistema inteiro. Desta forma, teremos casas com 30, 31 e 32 placas.

Uma vez escolhidos os modelos das placas fotovoltaicas, a escolha dos inversores será baseada nas características técnicas de operação dessas placas e dos inversores, que estarão disponíveis nas respectivas *data sheets*. As placas são organizadas em *strings* de placas em série, aonde somam-se as tensões individuais de cada placa, e essas *strings* são conectadas em paralelo, somando-se as correntes. Esses arranjos devem ser pensados para se adequar, principalmente, à faixa de tensão de operação e à potência máxima de entrada no inversor.

Para este trabalho, foram organizadas *strings* de 10 ou 11 placas em série. Com isso, cada *string* teria uma tensão máxima na entrada de 398,2V e 438V respectivamente. Ambos os valores estão dentro dos limites de operação do inversor. Em cada inversor serão conectadas 3 *strings* em paralelo. Neste caso, a corrente máxima entrando no inversor seria de 28,8A, valor dentro do limite de operação do inversor. Como a quantidade de placas em cada casa varia entre 30, 31 e 32, as 3 *strings* conectadas aos inversores podem ser 3 *strings* de 10 módulos, 2 *strings* de 10 módulos e 1 *string* de 11 ou 2 *strings* de 11 módulos e 1 *string* de 10.

### 3.3.2 Cálculo do despacho das baterias

O critério para o cálculo do despacho das baterias é que a potência absorvida da rede de distribuição, ou seja, da CEB, será constante durante todo o intervalo em que ocorre o "Peak Shaving". É importante se destacar que, embora se pretenda realizar "Peak Shaving" por 5h, normalmente não será possível fazê-lo durante todo esse tempo. Caso a carga esteja abaixo do limite de potência absorvida da rede definido, não ocorrerá "Peak Shaving" nesse período. Isso pode ocorrer caso a geração ao longo do dia tenha sido abaixo do esperado, um dia nublado por exemplo, o que elevaria o limite de potência absorvida da rede, ou caso a carga ainda esteja abaixo desse limite por estar em um momento de baixo consumo.

Para o cálculo do despacho serão necessários dados da carga prevista e da energia total armazenada. Os dados da energia total armazenada são obtidos através dos sistemas de determinação do SOC. SOC é definido como:

$$SOC = \frac{E_{t,armazenada}}{C_t} \quad (3.2)$$

Onde  $C_t$  é a capacidade total do BESS. Logo, a energia total armazenada é determinada por:

$$E_{t,armazenada} = SOC * 2300(kWh) \quad (3.3)$$

Já os dados da carga previstos são obtidos segundo a premissa 6 do projeto. São necessários a carga prevista em cada instante de tempo e a energia total prevista consumida no intervalo

de 5h. O limite de potência absorvido pela rede será:

$$P_{rede} = \frac{E_{t,5h} - E_{t,armazenada}}{5} \quad (3.4)$$

O despacho das baterias é calculado por:

$$D = Carga_{prevista} - P_{rede} \quad (3.5)$$

Finalmente, a partir das Equações 3.3, 3.4 e 3.5, obtêm-se que o despacho do BESS em função de SOC e das previsões de carga é

$$D(kW) = Carga_{prevista} - \frac{E_{t,5h} - SOC * 2300}{5} \quad (3.6)$$

O despacho das baterias, no entanto, deve ser adequado à carga real da microrrede, já que, em um cenário onde potência absorvida da rede, definida pela Equação 3.4 fosse maior que a carga real do sistema, o despacho não poderia ser realizado. Optou-se então por não acionar o sistema de compensação de carga enquanto a carga fosse menor que potência absorvida da rede calculada e fazer uma adequação, em tempo real, do despacho. O processo de adequação está caracterizado na Figura 3.12. Ao se determinar que a carga é menor que potência absorvida da rede, faz-se uma nova previsão do termo  $E[t, 5h]$  da Equação 3.6. Este termo é diminuído, já que o intervalo de tempo diminui, e, com isso, a potência absorvida da rede também diminui. Com essa adequação do despacho, o sistema passaria a ser ativado um pouco depois do previsto, porém, não correria o risco de se tentar um despacho maior do que o consumo e também se fará uma maior compensação de carga, pois será a mesma energia total sendo despachada em um intervalo de tempo um pouco menor.



Figura 3.12: Fluxograma do processo de adequação do despacho

### 3.3.3 Dimensionamento do BESS

Para o dimensionamento do BESS, são necessários dois parâmetros: a capacidade do banco de baterias e a potência máxima de saída do inversor. O cálculo da capacidade do banco de baterias é feito baseado nos perfis de geração, obtidos nas simulações no software SAM, e na curva de carga do sistema. É utilizado o perfil de geração médio do mês em que se gera mais energia. A capacidade total do banco é igual à toda a energia excedente da geração, ou seja a  $E_{t,gerado} - E_{t,consumido}$  no intervalo em que a geração é maior que a carga. O cálculo da energia em um intervalo de tempo é descrito pela Equação 3.7:

$$E = \int^{\Delta t} P dt \quad (3.7)$$

A figura 3.13 mostra os dados utilizados para este trabalho. Em azul temos a carga da QL 24 e em amarelo temos o perfil de geração médio do mês de janeiro. Pode-se perceber que entre às 08h e às 16h30 a geração é maior do que a carga, ou seja, a energia gerada pelo sistema fotovoltaico pode suprir toda a energia demanda pelas UCs da QL 24 e ainda sobra um pacote de energia. Essa energia excedente, 2,3 MWh neste caso, será a capacidade total do banco de baterias. A potência máxima de saída dos inversores é equivalente ao despacho máximo do BESS, obtido no item anterior, neste caso 574 kW. É interessante que esse parâmetro seja sobredimensionado, por uma margem de 15% aproximadamente, a fim de permitir que se aumente do banco de baterias no futuro ou permitir um despacho maior em situação atípicas.

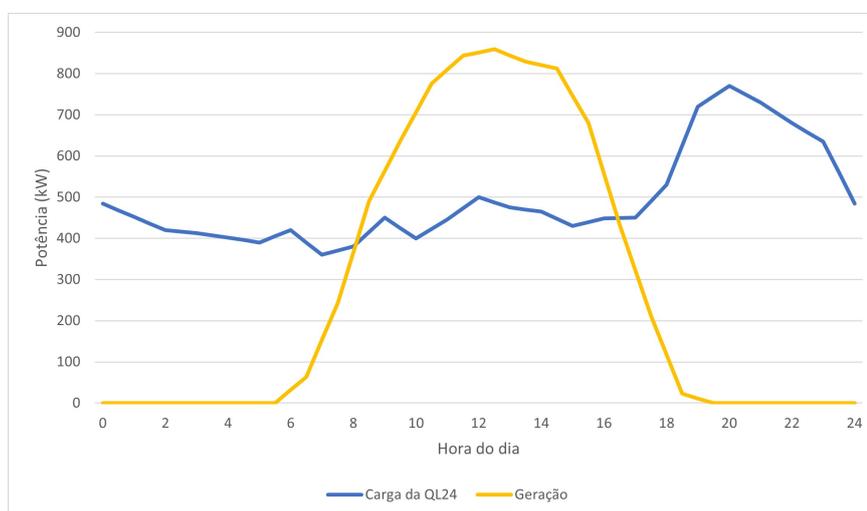


Figura 3.13: Curva de carga da QL 24 e Geração média no mês de janeiro

### 3.4 Considerações finais

As tabelas 3.4 e 3.5 abaixo, resumem os materiais utilizados no projeto e os métodos aplicados.

<b>Softwares</b>	SAM e Excel
<b>Área de implementação</b>	QL 24 do Lago Sul
<b>Placas fotovoltaicas para simulação</b>	Centrosolar America SM72
<b>Inversores para simulação</b>	Growatt 10000MTPL[240V]
<b>BESS</b>	Megapack Tesla

Tabela 3.4: Resumo dos componentes de projeto: Materiais

<b>Características do sistema fotovoltaico</b>	Adequação da tensão nas <i>strings</i> e quantidade de <i>strings</i> em paralelo pelas características de operação dos inversores
<b>Despacho das baterias</b>	Critério de carga constante na rede de distribuição
<b>Dimensionamento do BESS</b>	Potência máxima de saída = Despacho máximo e Capacidade do banco de baterias = Excedente de geração máximo

Tabela 3.5: Resumo dos componentes de projeto: Métodos

# Capítulo 4

## Resultados e discussão

Neste capítulo serão apresentados os resultados obtidos na simulação e as análises propostas a partir desses resultados.

### 4.1 Resultados da simulação

A figura 4.1 mostra quanta energia foi gerada pelo sistema fotovoltaico em cada mês.

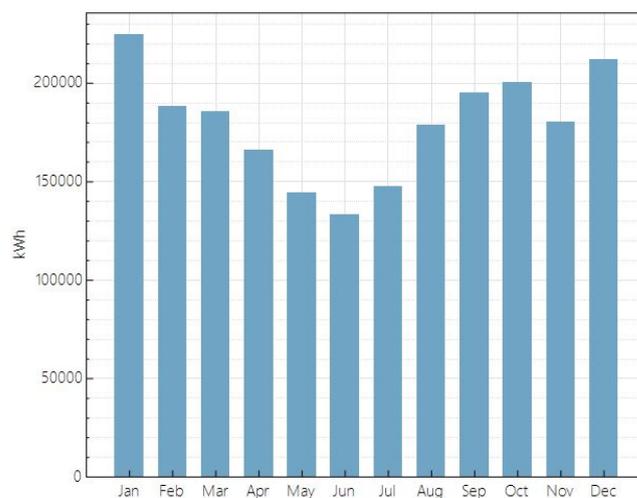


Figura 4.1: Geração fotovoltaica por mês

A figura 4.2 mostra a geração fotovoltaica simulada em um período do mês de Dezembro. Ao analisar essa figura, percebem-se alguns detalhes da simulação do SAM, como o fato de serem incluídos no modelo de simulação oscilações na geração.

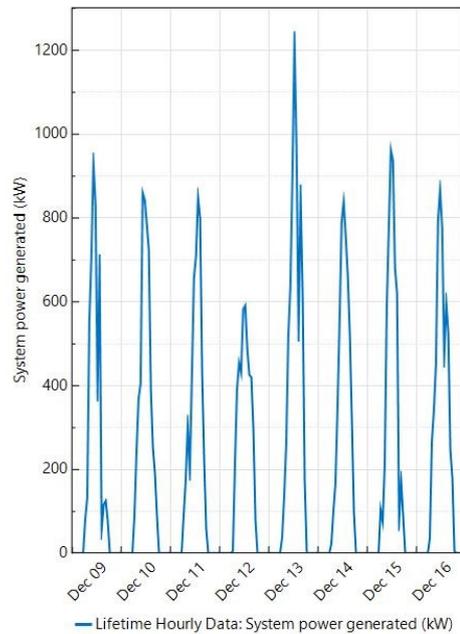


Figura 4.2: Simulação da geração fotovoltaica entre 09/Dez e 16/Dez

## 4.2 Cenário 1 x Cenário 2

Para a comparação entre o cenário 1 e o cenário 2 propostos, utilizou-se o perfil de geração médio do mês de Dezembro, uma vez que o perfil de carga também é referente a esse mês. As figuras 4.3 e 4.4 mostram esses perfis de carga e geração e também a variação do SOC do sistema de baterias nos cenários 1 e 2 respectivamente.

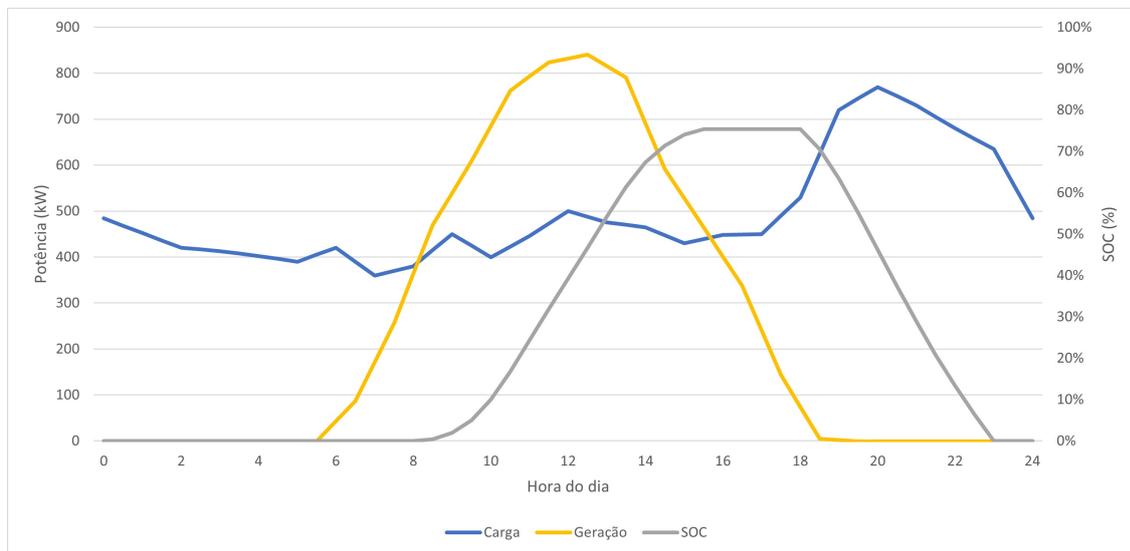


Figura 4.3: Carga do sistema, geração e SOC no cenário 1

A figura 4.5 mostra a carga percebida pela rede da CEB nos cenários 1 e 2 e a carga não compensada como referência. No período entre 08h30 e 15h30 a carga percebida pela rede da CEB é 0 pois a geração é superior a carga nesse intervalo, logo, toda a energia demandada

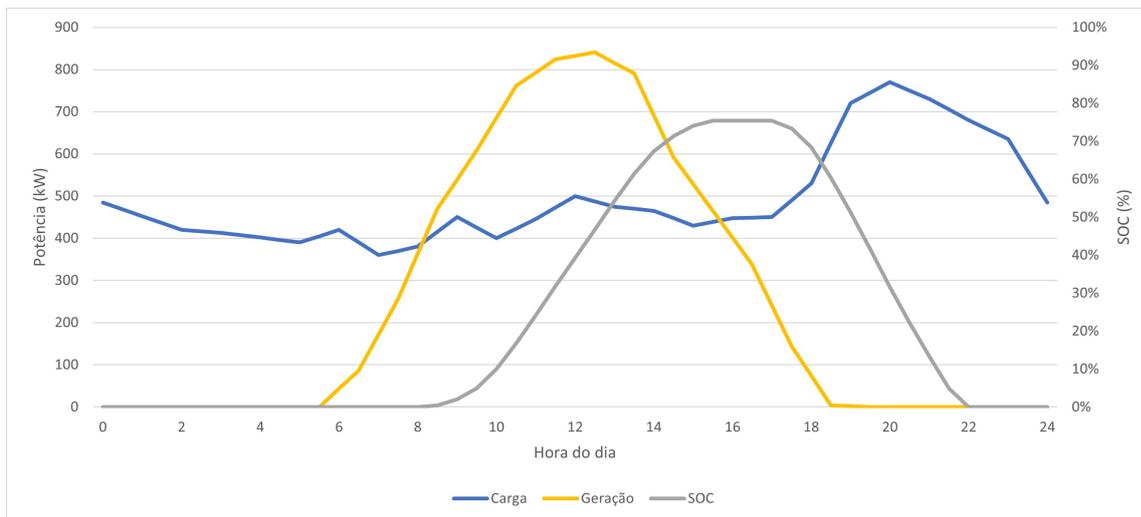


Figura 4.4: Carga do sistema, geração e SOC no cenário 2

está sendo suprida pelo sistema fotovoltaico e o excedente gerado está abastecendo o BESS. Percebe-se que o limite de potência absorvida da rede no cenário 2 é menor que o no cenário 1. Esse limite é de aproximadamente 350 kW no cenário 1 e de 307,5 kW no cenário 2. Essa diferença se dá pelo fato do  $E_{t,5h}$  do cenário 2 ser menor que o do cenário 1, logo, pela Equação 3.4, o limite de potência absorvido da rede também é menor.

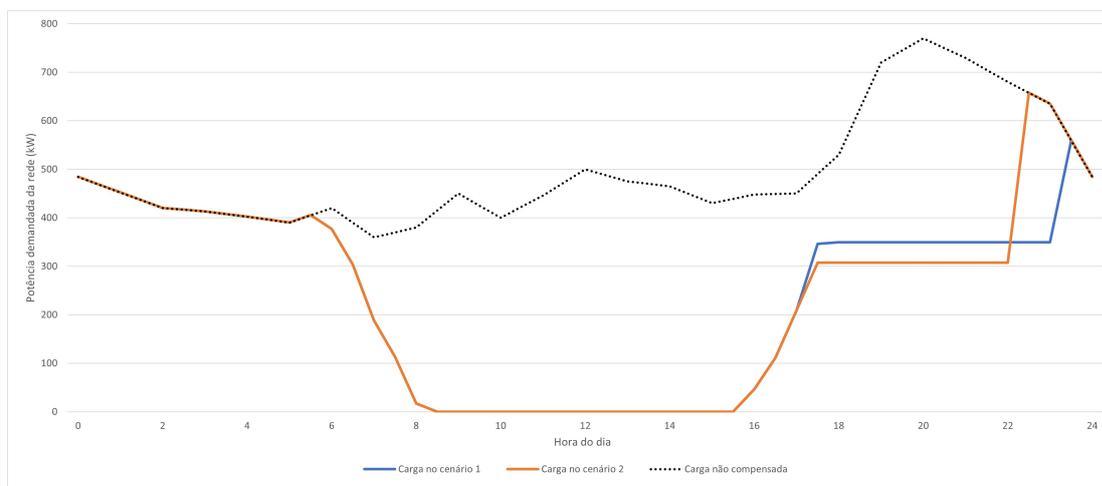


Figura 4.5: Cargas nos cenários 1 e 2

Esse mesmo resultado pode ser observado em termos do despacho das baterias na Figura 4.6. A integral de área das duas cruvas de potência, que corresponde a energia armazenada nas baterias, é a mesma, mas, no cenário 2, o despacho máximo é maior em um intervalo um pouco menor comparando-se com o cenário 1.

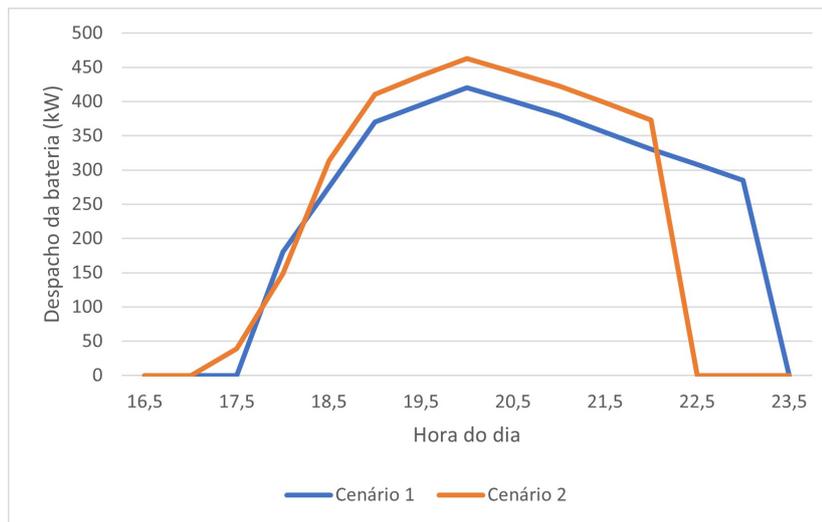


Figura 4.6: Despacho da BESS nos cenários 1 e 2

A Tabela 4.1 mostra os consumos de energia totais nos diferentes horários da Tarifa Branca para ambos os cenários. Fica claro que no cenário 2, pelo fato de a compensação ser feita inteiramente nos horários intermediário e ponta, o consumo energético nesses horários é menor quando do que no cenário 1. A conta de energia, aplicando-se a tarifa branca em um dia útil, seria de **R\$ 3451,62/dia** no cenário 1 e **R\$ 3352,04/dia** no cenário 2. **Logo, o cenário 2 apresenta uma economia aproximadamente 2,9% menor em relação a economia do cenário 1.**

	Consumo no horário fora ponta (kWh)	Consumo no horário intermediário (kWh)	Consumo no horário ponta (kWh)
<b>Cenário 1</b>	4035,5	662,6	1049,2
<b>Cenário 2</b>	4183,1	590,3	922,3

Tabela 4.1: Energia consumida da rede da CEB nos horários da Tarifa Branca

### 4.3 Viabilidade econômica

Para a análise de viabilidade econômica da implementação desse projeto, foi considerado apenas o cenário 2, já que determinou-se na análise anterior que este é economicamente mais atrativo. A base para a comparação será a conta de energia da QL 24 na tarifa convencional, que é de **R\$ 6813,75/dia**.

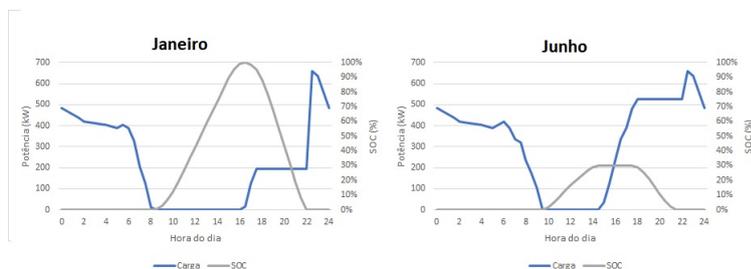


Figura 4.7: Comparação da carga e SOC para os perfis de Janeiro e Junho

Como observou-se na figura 4.1, a geração varia muito de mês para mês. Isso implica em uma grande variação no "Peak Shaving". A comparação na Figura 4.7 mostra a grande diferença de energia compensada nos meses com maior e menor perfil de geração média, respectivamente. Logo, para a análise da economia anual, utilizou-se o perfil de geração médio anual, mostrado na Figura 4.8.

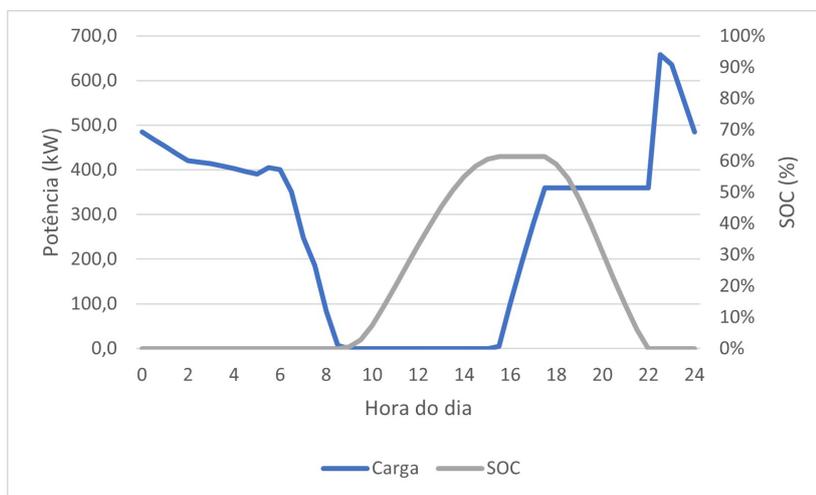


Figura 4.8: Variação da carga e SOC para o perfil médio anual

Com o perfil de geração médio anual, atingiu-se um limite de potência absorvida da rede de 359,8 kW. A Tabela 4.2 indica o consumo de energia nos horários da Tarifa Branca. Tomando-se esse consumo e a Tarifa Branca para dias úteis, temos que a conta de energia teria o valor de R\$ 3695,35/dia. Tomando-se esse consumo e a Tarifa Branca para finais de semana e feriados, temos que a conta de energia teria o valor de R\$ 3050,58/dia. Realizando uma média ponderada, encontra-se que a conta de energia tem um valor médio de **R\$ 3511,13/dia**. Comparando com o valor base na tarifa convencional, determina-se que a eco-

nomia gerada com a implementação do projeto é de R\$ 3302,62/dia ou **R\$ 1.205.455,67/ano**.

Consumo no horário fora ponta (kWh)	Consumo no horário intermediário (kWh)	Consumo no horário ponta (kWh)
4421,41	699,56	1079,38

Tabela 4.2: Energia consumida da rede da CEB nos horários da Tarifa Branca

Para o cálculo do custo do sistema fotovoltaico, foi considerada uma placa fotovoltaica equivalente à simulada, porém que possui fabricação no Brasil, a fim de se eliminar custos de importação. Calculando-se o custo das placas e dos inversores e considerando-se  $R\$0,44/W_{dc}$  como custo de instalação, que é o método utilizado no SAM, determina-se que o custo inicial do sistema fotovoltaico é de R\$7.136.976,00. A vida útil das placas fotovoltaicas é entre 20 e 25 anos. A vida útil dos inversores é por volta de 15 anos, ou seja, é prevista uma troca completa dos inversores na vida útil do sistema, o que coloca o custo total do sistema fotovoltaico em **R\$8.345.136,00**.

O custo do BESS escolhido é de aproximadamente R\$6.930.000,00 considerando a cotação atual do dólar e um aumento de 50% do valor considerando os encargos de importação. O BESS possui uma vida útil de 10 anos, logo é prevista uma troca completa do BESS nos 20 anos de operação do projeto. Com isso o custo total dos equipamentos é de R\$22.205.136,00. No SAM é proposto um custo para manutenções do sistema que seria equivalente a R\$25.952,64 no primeiro ano, com um aumento de 2% ao ano. Isso totaliza R\$645.169,00 em manutenções ao longo da vida útil do sistema. Portanto o custo total do projeto é de **R\$22.850.305,00**.

## 4.4 Considerações finais

Com os materiais especificados e nas condições atuais, o projeto é viável, mas por uma margem muito pequena. **Seriam necessários aproximadamente 19 anos de operação do sistema para que o sistema se pague.** O grande problema está no custo total do BESS, que é inflacionado pelos encargos de importação e pela atual cotação do dólar. O projeto tem potencial para apresentar boas margens de viabilidade em uma situação de cotação menor do dólar ou com a escolha de soluções com fabricação nacional para o BESS. Avanços nas tecnologias de baterias com o objetivo de barateá-las também contribuiriam para um aumento de viabilidade.

# Capítulo 5

## Conclusões finais e trabalhos futuros

A solução de se utilizar o "*Peak Shaving*" em microrredes no modo conectado à rede tem potencial de ser economicamente viável. A necessidade de importação de alguns materiais contribui negativamente para isso, assim como a situação econômica mundial atual, com o Real sendo uma moeda fraca hoje em relação ao dólar. Projetos nessas bases também podem incentivar uma futura regulação nessa área, o que consolidaria ainda mais essas bases e trariam mais confiabilidade para consumidores e fabricantes dos equipamentos presentes nesses projetos.

### **Sugestões de trabalho futuro:**

- Estudar a viabilidade desse projeto em uma situação de não unanimidade de adesão por parte dos moradores da região;
- Estudo das vantagens da utilização de baterias para compensação de oscilações na geração, para geradores de pequeno porte;
- Estudos de parâmetros para regulamentação futura para microrredes;
- Comparar os sistemas de "*Peak Shaving*" e o sistema fotovoltaico com "*Net metering*" em termos dos impactos na rede e a viabilidade econômica;
- Comparar tecnicamente sistemas de *Peak Shaving* com controle centralizado e descentralizado;

# Referências Bibliográficas

- [1] EPE. *Balanco Energético Nacional Interativo*. 2021. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-interativo>>.
- [2] LEÃO, G. H. S.; SHAYANI, R. A.; FRONTIN, S. O. Análise da Sensibilidade das Perdas Técnicas em um Alimentador de Distribuição em Função da Localização da Microgeração Fotovoltaica. In: *Anais do Congresso Brasileiro de Automática 2020*. sbabra, 2020. Disponível em: <[https://www.sba.org.br/open\\_journal\\_systems/index.php/sba/article/view/1467](https://www.sba.org.br/open_journal_systems/index.php/sba/article/view/1467)>.
- [3] JR., M. E. S. et al. *O QUE SÃO MICRORREDES? – CONCEITOS, COMPONENTES E CONTROLE*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Uberlândia - UFU, nov. 2019. Disponível em: <[https://www.peteletricaufu.com.br/static/ceel/artigos/artigo\\_488.pdf](https://www.peteletricaufu.com.br/static/ceel/artigos/artigo_488.pdf)>.
- [4] BENNETT, C.; STEWART, R.; LU, J. Development of a three-phase battery energy storage scheduling and operation system for low voltage distribution networks. *Applied Energy*, v. 146, p. 122–134, fev. 2015.
- [5] ANEEL. *Resolução Normativa Nº 482*. abr. 2012. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>.
- [6] EPE. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2029*. 2019. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2029>>.
- [7] ANEEL. *Tarifa Branca*. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/tarifas-e-informacoes-economico-financeiras>>.
- [8] Universidad Industrial de Santander et al. Types of inverters and topologies for microgrid applications. *Revista UIS Ingenierías*, v. 16, n. 1, p. 7–14, out. 2017. ISSN 16574583, 21458456. Disponível em: <<https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistauisingenierias/article/view/5637>>.
- [9] RIBEIRO, L. J. M. Modelação e Simulação de Longa Duração de Micro-Rede com Múltiplas Fontes de Energia. p. 70.

- [10] COPEL. *CHAMADA PÚBLICA COPEL DIS GD 001/2020 COMPRA DE ENERGIA ELÉTRICA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA*. 2020.
- [11] ZHANG, Q. et al. State-of-health estimation of batteries in an energy storage system based on the actual operating parameters. *Journal of Power Sources*, v. 506, p. 230162, set. 2021. ISSN 03787753. Disponível em: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378775321006868>>.
- [12] EMURA, K. Recent Progress in Vanadium Redox-Flow Battery. p. 4.
- [13] OUDALOV, A.; CHERKAOUI, R.; BEGUIN, A. Sizing and Optimal Operation of Battery Energy Storage System for Peak Shaving Application. In: *2007 IEEE Lausanne Power Tech*. Lausanne, Switzerland: IEEE, 2007. p. 621–625. ISBN 978-1-4244-2189-3. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/4538388/>>.
- [14] MAKIBAR, A.; NARVARTE, L.; LORENZO, E. Contributions to the size reduction of a battery used for PV power ramp rate control. *Solar Energy*, v. 230, p. 435–448, dez. 2021. ISSN 0038092X. Disponível em: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0038092X2100904X>>.
- [15] MARWALI, M. et al. Short term generation scheduling in photovoltaic-utility grid with battery storage. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 13, n. 3, p. 1057–1062, ago. 1998. ISSN 1558-0679. Conference Name: IEEE Transactions on Power Systems.
- [16] KABIR, M. N. et al. Improving voltage profile of residential distribution systems using rooftop PVs and Battery Energy Storage systems. *Applied Energy*, v. 134, p. 290–300, dez. 2014. ISSN 0306-2619. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261914008459>>.
- [17] COELHO, E. A. A. *Técnicas de Controle Aplicadas Ao Paralelismo de Inversores*. Tese (Tese de Doutorado) — Universidade Federal de Minas Gerais, 2000.
- [18] SILVA, C. J. d. Predição de séries temporais no contexto de Smart Grids. jun. 2016. Accepted: 2019-08-14T05:54:52Z Publisher: Universidade Federal de Minas Gerais. Disponível em: <<https://repositorio.ufmg.br/handle/1843/BUOS-APFRER>>.
- [19] ANGARITA, J. A. C.; VELASCO, L. N.; FILHO, A. de L. F. *Ações de Eficiência Energética Associadas à Geração Distribuída*. 2. ed. [S.l.: s.n.], 2020.
- [20] PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. (Ed.). *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*. [S.l.]: Cepel - CRESESB, 2014.