

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

VINICIUS DE SOUZA

**FERRAMENTA COMPUTACIONAL DE GESTÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA EM RESIDÊNCIAS QUE INTEGRAM GERAÇÃO
FOTOVOLTAICA E BANCO DE BATERIAS**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

CORNÉLIO PROCÓPIO
2017

VINICIUS DE SOUZA

**FERRAMENTA COMPUTACIONAL DE GESTÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA EM RESIDÊNCIAS QUE INTEGRAM GERAÇÃO
FOTOVOLTAICA E BANCO DE BATERIAS**

Trabalho de Conclusão de Curso de graduação, apresentado à disciplina Trabalho de Conclusão de Curso II, do curso de Engenharia Elétrica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná – UTFPR, como requisito parcial para a obtenção do título de Bacharel.

Orientador: Prof. Dr. Sérgio Augusto Oliveira da Silva

CORNÉLIO PROCÓPIO
2017



FOLHA DE APROVAÇÃO

Vinicius de Souza

Ferramenta computacional de gestão de energia elétrica em residências que integram geração fotovoltaica e banco de baterias

Trabalho de conclusão de curso apresentado às 14:30hs do dia 29/11/2017 como requisito parcial para a obtenção do título de Engenheiro Eletricista no programa de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná. O candidato foi arguido pela Banca Avaliadora composta pelos professores abaixo assinados. Após deliberação, a Banca Avaliadora considerou o trabalho aprovado.

Prof(a). Dr(a). Sergio Augusto Oliveira da Silva - Presidente (Orientador)

Prof(a). Dr(a). Leonardo Poltronieri Sampaio - (Membro)

Prof(a). Vinicius Dario Bacon - (Membro)

Dedico este trabalho à Deus e à minha família.

AGRADECIMENTOS

Agradeço, primeiramente, a Deus por me guiar durante esse curso, tantos nos momentos bons quanto nos ruins sempre me trouxe paz e alegria.

A minha família, em especial à minha mãe Maria Luisa Ferreira de Souza, meu pai Waldir de Souza e minha esposa Renata Mascari de Souza, além de todo carinho e incentivo que me dão, por serem exemplos para mim.

Ao Professor Sérgio Augusto Oliveira da Silva por ser um referencial de trabalho e dedicação, bem como pela orientação, confiança e por acreditar em meu potencial.

Aos amigos da Primeira Igreja Batista em Cornélio Procópio, pelos momentos de amizade e de crescimento espiritual.

Aos professores e funcionários da Universidade Tecnológica Federal do Paraná que contribuem, com seriedade, para o bom andamento das atividades da universidade.

Aos amigos do Laboratório de Eletrônica de Potência, Qualidade de Energia e Energias Renováveis (LEPQER) por toda ajuda e aprendizado concedidos.

Aos amigos de iniciação científica pelos momentos de amizade e aprendizado.

RESUMO

SOUZA, V. **Ferramenta computacional de gestão de energia elétrica em residências que integram geração fotovoltaica e banco de baterias.** 2017. 54 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Engenharia Elétrica. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Cornélio Procópio, 2017.

Este trabalho trata do desenvolvimento e simulação de um algoritmo de gerenciamento de energia residencial, o qual integra a geração fotovoltaica e um sistema de armazenamento de energia baseado em baterias. O principal objetivo do algoritmo é minimizar o faturamento mensal de energia. Este opera maximizando o aproveitamento da energia produzida pelos painéis fotovoltaicos e da capacidade de armazenamento das baterias com base nas características das tarifas residenciais de energia previstas para o Brasil. A ferramenta de gerenciamento é avaliada através da simulação de casos de estudo.

Palavras-chave: Gerenciamento de energia. Energia fotovoltaica. Armazenamento de energia.

ABSTRACT

SOUZA, V. **Computational tool of electric power management in homes that integrate photovoltaic generation and battery bank.** 2017. 54 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Engenharia Elétrica. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Cornélio Procópio, 2017.

This work deals with the development and simulation of a residential energy management algorithm that integrates the energy photovoltaic production and an energy storage system based on batteries. The main purpose of the algorithm is minimizing monthly the energy billing. It operates maximizing the use of the energy produced by the photovoltaic panels and use of the storage capacity of the batteries based on the characteristics of the residential energy tariffs foreseen in Brazil. The management tool is evaluated by means of simulation of case studies.

Keywords: Energy management. Photovoltaic energy. Energy storage.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Histórico de preços das células fotovoltaicas instituições.....	20
Figura 2. Sistema fotovoltaico autônomo (off-grid).....	21
Figura 3. Sistema fotovoltaico conectado à rede.....	22
Figura 4. Tarifa convencional: Preço por kWh ao longo do dia.....	24
Figura 5. Tarifa branca: Preço por kWh ao longo do dia.....	25
Figura 6. Diagrama geral da modelagem do problema de gestão.....	27
Figura 7. Diagrama dos períodos de tomada de decisão para a tarifa branca..	29
Figura 8. Dados de consumo da residência.....	38
Figura 9. Resultados do caso de estudo 2.....	40
Figura 10. Resultados do caso de estudo 3.....	42
Figura 11. Topologia adotada ao sistema conectado à rede (on - grid) com energia fotovoltaica e armazenamento de energia.....	43
Figura 12. Resultados do caso de estudo 4 aplicado à tarifa convencional.....	44
Figura 13. Resultados do caso de estudo 4 aplicado à tarifa branca.....	45

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Definição dos casos de estudo.....	39
Tabela 2. Faturamento semanal dos casos de estudo.....	47
Tabela 3. Redução dos casos de estudo 2,3 e 4 em relação ao caso de estudo 1 (caso base).....	47
Tabela 4. Investimento inicial para obtenção dos equipamentos dos casos de estudo 2,3 e 4.....	48
Tabela 5. Custo e economia anual dos casos de estudo 2,3 e 4 aplicados à tarifa branca.....	48
Tabela 6. Custo e economia anual dos casos de estudo 3 e 4 aplicados à tarifa convencional.....	48
Tabela 7. Tempo de retorno do investimento inicial dos casos de estudo 2,3 e 4 aplicados à tarifa branca.....	48
Tabela 8. Tempo de retorno do investimento inicial dos casos de estudo 2,3 e 4 aplicados à tarifa convencional.....	49
Tabela 9. Retorno financeiro dos casos de estudo 2,3 e 4 aplicados à tarifa branca.....	49
Tabela 10. Retorno financeiro dos casos de estudo 3 e 4 aplicados à tarifa convencional.....	49

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	12
1.1 PROBLEMA.....	15
1.2 JUSTIFICATIVA.....	16
2 OBJETIVOS	17
2.1 OBJETIVO GERAL.....	17
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	17
3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	18
3.1 MICRORREDES.....	18
3.2 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA.....	19
3.2.1 Efeito fotoelétrico e contexto histórico da geração fotovoltaica.....	19
3.2.2 Sistemas fotovoltaicos autônomos e conectados à rede.....	20
3.3 SISTEMA DE ARMAZENAMENTO.....	22
3.4 SISTEMAS DE TARIFAÇÃO.....	23
3.4.1 Tarifa convencional.....	23
3.4.2 Tarifa branca.....	24
3.5 ESTADO DA ARTE.....	26
4 MODELAGEM DO PROBLEMA DE GESTÃO	27
4.1 Modelagem da função objetivo.....	27
4.2 Escolha dos pesos da função objetivo para tarifa convencional.....	28
4.3 Escolha dos pesos da função objetivo para tarifa branca.....	29
4.3.1 Período de venda.....	30
4.3.2 Período de carga.....	30
4.3.3 Tarifa intermediária.....	30
4.3.4 Tarifa alta.....	30
4.3.5 Períodos remanescentes.....	31
4.4 Restrições da rede.....	31
4.5 Restrições do banco de baterias.....	32
4.6 PROGRAMAÇÃO LINEAR INTEIRA MISTA.....	34
4.6.1 SIMPLEX E MÉTODO DE DUAS FASES.....	34
4.6.2 BRANCH AND BOUND.....	35
4.7 DEFINIÇÃO DOS CASOS DE ESTUDO.....	37
5 RESULTADOS	39
5.1 CASO DE ESTUDO 1 (CE1).....	39

5.2 CASO DE ESTUDO 2 (CE2).....	40
5.3 CASO DE ESTUDO 3 (CE3).....	41
5.4 CASO DE ESTUDO 4 (CE4).....	42
5.4.1 Tarifa convencional.....	43
5.4.2 Tarifa branca.....	44
6 DISCUSSÕES DOS RESULTADOS.....	46
6.1 Análise econômica dos casos de estudo.....	46
6.2 Análise de viabilidade econômica dos casos de estudo.....	47
7 CONCLUSÃO.....	51
REFERÊNCIAS.....	51

1 INTRODUÇÃO

O nível de consumo de energia elétrica é um dos principais indicadores do desenvolvimento econômico e social de uma população, uma vez que este reflete o ritmo das atividades desenvolvidas em áreas como comunicação, segurança, comércio, indústria, entre outras. Assim, é notório o quão dependente a sociedade é da eletricidade (LOPES, 2016; RISSI, 2009).

Segundo a International Energy Agency (EIA), a previsão de aumento do consumo mundial de energia elétrica é de 93% entre 2010 e 2040, sendo que para o Brasil espera-se um crescimento de 50,6% da demanda de energia entre 2015 e 2024. Tal expectativa gera uma necessidade de investimento na ampliação da estrutura de produção de energia elétrica, bem como em estratégias do aumento da eficiência energética.

O Sistema Interligado Nacional (SIN), ou seja, o sistema de energia elétrica do Brasil, tem como principal fonte de geração as usinas hidrelétricas e termelétricas, as quais correspondem, respectivamente, a 61,25% e 26,98% da geração do país (ANEEL, 2017).

As usinas hidrelétricas apresentam grande capacidade de geração de energia elétrica, porém sua construção demanda uma grande área situada nos intervalos dos rios. Assim, a construção destas usinas implica na destruição de vegetação natural, assoreamento do leito dos rios e na extinção de espécies de peixes (SOUSA, 2000). Além do impacto social, devido ao deslocamento de populações ribeirinhas e indígenas (SOARES, 2009).

Segundo a Procuradoria Geral Federal (PGF), 54 obras do setor elétrico, as quais fazem parte do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), foram questionadas em 205 ações judiciais, onde 80% das ações levantadas são contra usinas hidrelétricas devido aos impactos de sua implantação.

As usinas termelétricas apresentam maior facilidade em sua implementação, pois não necessitam de grandes áreas ou elevado investimento como as usinas hidrelétricas. Porém, as termelétricas são uma grande fonte de poluição (SOUTO, 2012), além de apresentarem alto custo na geração em função do preço dos combustíveis fósseis utilizados (STUCHI, TACONELLI e LANGHI, 2015).

No Brasil, quando os níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas se apresentam baixos, as termelétricas são ativadas para suprir a demanda energética do país. Por conta do alto custo empregado na geração termelétrica, o preço da energia sofre um acréscimo, onde este é classificado pelas bandeiras tarifárias amarela e vermelha (ANEEL, 2015).

Segundo o Ministério do Meio Ambiente (MMA), com o Acordo de Paris, resultado da Conferência do Clima das Nações Unidas de 2015, o Brasil tem como meta para 2025 reduzir as emissões de gases de efeito estufa em 37% abaixo dos níveis de 2005, já em 2030 esta redução passa a ser de 43% abaixo dos níveis de 2005.

Tendo em vista a alta cobrança dos órgãos ambientais por desenvolvimento sustentável e pela minimização de impactos socioambientais, a ampliação das usinas hidrelétricas e termelétricas tem se tornado difícil e até mesmo inviável. Portanto, outros meios de ampliação da matriz energética devem ser desenvolvidos, os quais conciliem crescimento econômico e preservação da natureza (SANTOS, 2011).

Com a intensa pesquisa e desenvolvimento voltados às energias renováveis, tais como a solar, eólica, marés, geotérmica, entre outras, houve significativa queda dos custos de produção, bem como o aumento da eficiência destas fontes de geração (CHAIM, 2011). Dentre tais fontes, a geração fotovoltaica apresenta maior perspectiva de crescimento (REN21, 2017). Esta fonte de geração pode ser implantada em pequena escala, como em residências, resultando em mínimo impacto ambiental e social (BARQUETE e SILVA, 2013). Ainda, cabe ressaltar o potencial devido às características geográficas do Brasil, o qual potencializa em muito a geração fotovoltaica.

Entretanto, uma dificuldade da geração fotovoltaica é a intermitência de sua produção, a qual depende de irradiação solar e temperatura (CASARO, 2008), os quais não são controláveis. Alguns problemas resultam desta falta de controle, os quais destacam-se: não utilização da energia disponibilizada pelos painéis em períodos em que o pico de produção não coincide com o pico de consumo; e inconstância no fornecimento de potência (LIMA, 2014).

Uma estratégia em desenvolvimento que tem contribuído para a integração das fontes renováveis é a microgeração (TENFEN, 2015), segundo a qual, pequenos geradores interligados à rede de energia, normalmente geradores residenciais,

produzem energia para seu próprio consumo e o excedente é injetado na rede elétrica, disponibilizando energia para a concessionária redirecionar a pontos de demanda (CRUZ, 2015). Por fim, a concessionária disponibiliza crédito de potência ativa ao consumidor referente à energia injetada, de acordo com a Resolução Normativa 482/2012 e 687/2015 da ANEEL.

Segundo o Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ), em alguns estados do Brasil o crédito de potência concedido pela concessionária não é integral, onde este desconto ocorre devido à cobrança do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS). Deste modo, a injeção de energia na rede, na maioria das vezes, tornou-se algo que tende a desfavorecer o consumidor economicamente.

Além disso, uma nova tarifa, aplicada às residências no Brasil, é prevista para entrar em vigor em 2018, a tarifa branca. A qual caracteriza-se pela variação dos preços da energia durante intervalos do dia.

Com base nisto, sistemas de armazenamento de energia tornaram-se, novamente, uma opção a ser levada em consideração, uma vez que, possibilitam o gerenciamento de energia, o qual adaptado às características tarifárias e de compensação de potência ativa pode trazer reduções significativas no faturamento de energia.

1.1 PROBLEMA

O constante aumento da demanda de energia elétrica unido à dificuldade da ampliação de fontes de geração convencionais, resulta na necessidade do desenvolvimento de formas alternativas de produção de energia, bem como de estratégias para aumentar a eficiência energética.

Com a implementação da microgeração, há uma ampliação da matriz energética de maneira local. Porém, a cobrança do imposto ICMS, sobre a energia injetada na rede, desfavorece o consumidor. Além disso, está prevista a entrada, para 2018, da tarifa branca, a qual há variação no preço da energia nos períodos do dia.

Assim, uma estratégia que concilia aproveitamento da energia excedente dos painéis fotovoltaicos e aproveitamento das características da tarifa branca é a integração do sistema de armazenamento.

A utilização do banco de baterias com o sistema fotovoltaico em uma residência, a qual é vista como uma carga, implica em diversas situações envolvendo carga e descarga das baterias, além de compra ou injeção de energia na rede.

Para definir quais situações e quando as mesmas devem ocorrer há a necessidade de tomada de decisões. Logo, um algoritmo de gerenciamento de energia pode ser desenvolvido, o qual aborda tal situação, como um problema de otimização, no qual a função objetivo é definida a fim de minimizar o faturamento de energia da residência. Proporcionando a máxima economia ao consumidor.

1.2 JUSTIFICATIVA

A contribuição deste trabalho se insere no desenvolvimento e simulação de uma ferramenta de gestão de energia elétrica em residências que utilizam geração fotovoltaica e banco de baterias.

Esta ferramenta opera auxiliando a tomada de decisão dos momentos de carga e descarga das baterias, bem como os momentos de compra e injeção de energia para à rede, a fim de que o consumidor residencial tenha o menor faturamento de energia ao final do mês.

Porém, a principal contribuição deste trabalho se insere na aplicação de tal ferramenta à tarifa branca, prevista para ser aplicada em 2018 as residências do Brasil, além de levar em consideração as características de compensação de potência ativa. A fim de desenvolver casos de estudo mais próximos da realidade e proporcionar conclusões à respeito da viabilidade da integração de baterias à microgeração, em particular em consumidores residenciais que utilizam à geração fotovoltaica.

Portanto, este trabalho busca comprovar os benefícios da geração fotovoltaica integrada ao banco de baterias, a fim de incentivar o desenvolvimento e ampliação da microgeração no Brasil.

2 OBJETIVOS

Os objetivos deste trabalho estão divididos em objetivo geral e objetivos específicos.

2.1 OBJETIVO GERAL

Desenvolver uma ferramenta de gerenciamento de energia que integre a carga de uma residência, geração fotovoltaica e banco de baterias. Tal ferramenta será concebida para operar nos modos de tarifação vigentes, bem como os futuros, previstos para serem implantados em residências no Brasil. Além disso, analisar a viabilidade econômica da instalação dos sistemas de geração fotovoltaica e de armazenamento de energia.

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Estudar os sistemas de tarifação de residências para o Brasil;
- Modelar a função objetivo para resolução do problema de gestão de energia;
- Modelar as restrições da rede e do banco de baterias;
- Definir os pesos da função objetivo das tarifas em estudo;
- Desenvolver a ferramenta de gerenciamento de energia;
- Aplicar o sistema nos casos de estudo;
- Avaliar economicamente os casos de estudo;
- Analisar a viabilidade econômica.

3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo são abordadas as ferramentas que compõem o sistema em estudo, as quais envolvem a geração fotovoltaica e o sistema de armazenamento por meio de um banco de baterias, bem como as tarifas vigentes e previstas para residências no Brasil.

3.1 MICRORREDES

Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), microrredes são redes de distribuição de energia elétrica que por serem atendidas diretamente por uma unidade de geração distribuída, são capazes de operar isolados do sistema de distribuição (ANEEL, 2009). Já o CIGRE define que microrredes são sistemas de distribuição de energia elétrica que contém demandas e recursos energéticos distribuídos (geração distribuída, sistemas de armazenamento, ou demandas controláveis), os quais são capazes de operar de modo controlado e coordenado, enquanto operam conectadas ou não à rede principal de energia (CIGRE, 2012). Ainda, o U.S Department of Energy Microgrid Exchange Group afirma que uma microrrede é um grupo de demandas e recursos energéticos, os quais atuam como uma entidade única em relação à rede principal, podendo operar isolados ou conectados à rede (U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2012).

Apesar das diferentes definições, fundamentalmente, as microrredes são formadas por fontes de geração de energia elétrica e sistemas de armazenamento, que operam coordenados entre si a fim de atender a demanda de energia do sistema, podendo operar isoladas ou conectadas à rede.

3.2 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

A superfície terrestre recebe a cada hora uma quantidade de energia do sol capaz de suprir a demanda energética de todos os habitantes da terra durante um ano (LEWIS e NOCERA, 2006; IEA, 2015). Uma forma de aproveitar esta energia é através da geração fotovoltaica, que é caracterizada pela conversão da irradiação solar (energia que vem do sol) em energia elétrica. Para fazer esta conversão, utiliza-se painéis fotovoltaicos, os quais são compostos por módulos de células fotovoltaicas e têm como princípio de funcionamento o efeito fotoelétrico (RUTHER, 2004).

3.2.1 Efeito fotoelétrico e contexto histórico da geração fotovoltaica

O efeito fotoelétrico foi descoberto em 1839 pelo físico francês Edmond Becquerel, que em um experimento converteu radiação luminosa em energia elétrica por meio da incidência de luz em um eletrodo mergulhado em uma solução de eletrólito (CRESESB, 2004).

Em 1877, Adams e Day observaram o mesmo efeito num sólido, o selênio. No ano de 1883 é produzida, com selênio, a primeira célula solar, sua eficiência de conversão era de aproximadamente 1%. Já no século XX, na década de 30, várias contribuições, as quais permitiram obter uma compreensão clara do efeito fotovoltaico em junção do estado sólido, foram feitas por pioneiros da física do estado sólido, como Lange, Grondahl e Schottkl.

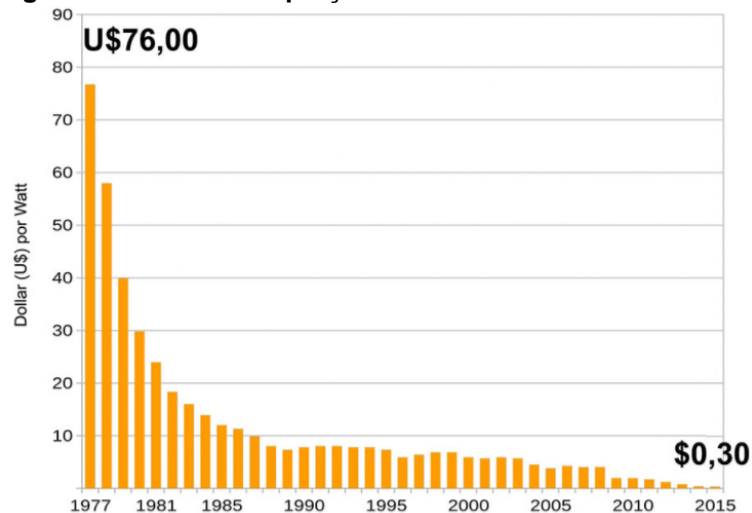
Ohl produziu a primeira fotocélula de silício monocristalino em 1941. O ano de 1949 destaca-se pelo acontecimento de dois eventos importantes, Billing e Plessnar medem o quão eficientes são as fotocélulas de silício cristalino e Shockely divulga a teoria da junção PN (CRESESB, 2004).

Contudo, somente em 1954 é criada a fotocélula de silício, com eficiência de 6%, que possui princípios semelhantes às atuais (OLIVEIRA, 2008). Em 1958, houve o início da utilização de fotocélulas, com grande sucesso, em programas espaciais, de modo que, o principal foco do uso das células fotovoltaicas foi este até a década de 70. Já em 1973, houve um grande incentivo à utilização da geração

fotovoltaica em aplicações terrestres, devido à crise mundial de energia (CRESESB, 2004).

Ao final da década de 70, o uso da geração fotovoltaica em aplicações terrestres ultrapassou o uso em programas espaciais. Desde então, esta diferença vem aumentando significativamente. O uso crescente da geração fotovoltaica tem estimulado o desenvolvimento de pesquisas e a evolução das tecnologias de produção, o que conseqüentemente, possibilita o aumento da eficiência de conversão de energia e a queda dos custos das células fotovoltaicas (CRESESB, 2004), como mostrado na Figura 1.

Figura 1. Histórico de preços das células fotovoltaicas.

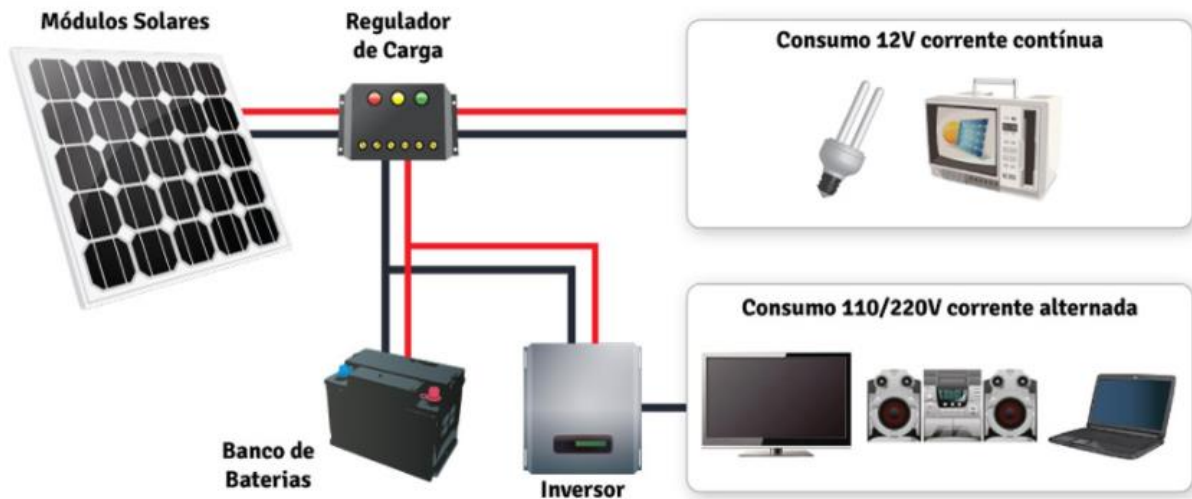


Fonte: Portal solar.

3.2.2 Sistemas fotovoltaicos autônômos e conectados à rede

Os sistemas fotovoltaicos podem operar autônômos (off-grid), como ilustra a Figura 2. Normalmente, suas aplicações são destinadas a locais em que a concessionária não disponibiliza energia elétrica devido às restrições técnicas, ambientais e econômicas. Nestes casos, temos como exemplo sinalização marítima e de estradas, telefones de emergência e sistemas de bombeamento de água.

Figura 2. Sistema fotovoltaico autônomo da rede (off-grid).

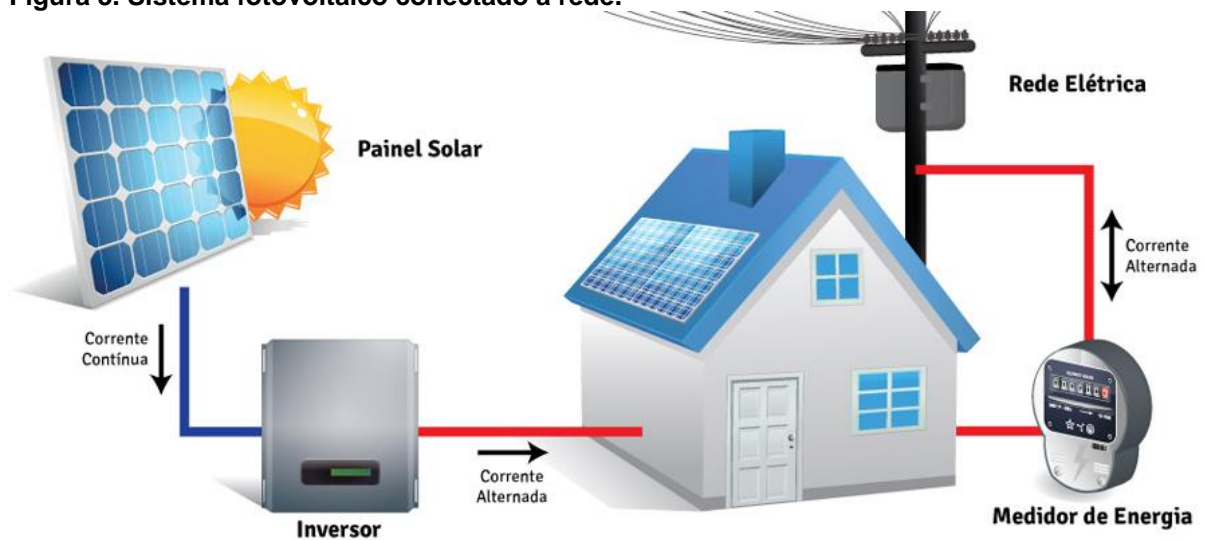


Fonte: Real solar.

Outra possível configuração de um sistema fotovoltaico é sua operação conectada à rede de distribuição, como ilustra a Figura 3. Deste modo, quando a energia produzida pelos painéis fotovoltaicos é maior que a energia demandada pela carga, o excesso produzido é injetado na rede elétrica. Por outro lado, quando os painéis fotovoltaicos geram menos energia do que a demanda da carga, a falta é suprida pela compra de energia da rede elétrica.

A configuração conectada à rede de distribuição possibilita a minimização das perdas por transmissão e distribuição, além de operar como uma usina descentralizada que não necessita de área extra, uma vez que, opera integrada a residência.

Figura 3. Sistema fotovoltaico conectado à rede.



Fonte: Real solar.

3.3 SISTEMA DE ARMAZENAMENTO

O desenvolvimento de sistemas de armazenamento de energia tem se destacado mundialmente. Isto acontece, principalmente, devido à necessidade de reduzir os problemas de intermitência de geração de algumas fontes de energia, como a solar e a eólica, por exemplo. Outro fator que destaca economicamente o uso de sistemas de armazenamento é a possibilidade de injeção de energia na rede em períodos de pico de energia (SAAD, 2012).

Como mencionado anteriormente, um problema inerente aos geradores fotovoltaicos é a intermitência da produção de energia. Um problema atrelado a tal característica deste tipo de geração é que os picos de produção diferem dos picos de demanda residencial, resultando na não utilização da energia disponibilizada pelos painéis. A possibilidade de conectar à rede um sistema de geração de energia residencial soluciona este problema, uma vez que, nos períodos em que a produção é maior que o consumo, esta energia é vendida para a concessionária, de modo que a energia disponibilizada pelos painéis seja enviada para pontos de demanda.

No Brasil, porém, o crédito de potência ativa adquirido pela injeção de energia na rede elétrica não é ressarcido ao gerador residencial de forma integral. Devido a cobrança do ICMS, o crédito disponibilizado pela concessionária é de 71% do valor da energia injetada na rede. O Conselho Nacional de Política Fazendária

(CONFAZ) autorizou alguns estados a conceder isenção do ICMS, mas nem todos aderiram. Com base nisto, o uso dos bancos de baterias tornou-se uma opção viável.

Na situação em que o retorno da energia injetada na rede é baixo, armazenar esta energia e utilizá-la nos momentos em que o consumo residencial é maior do que a produção fotovoltaica, pode ser uma boa estratégia para quem deseja reduzir custos no faturamento de energia. Outro fator que favorece o uso dos bancos de baterias, é o sistema tarifário previsto para entrar em vigor em 2018 no Brasil, a qual é chamada de tarifa branca. Sua principal característica está na diferenciação do preço de energia durante o dia.

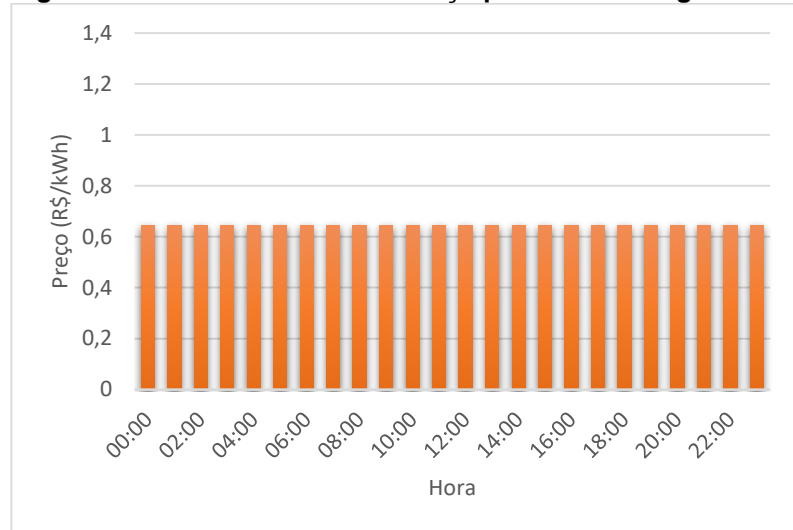
Para os estados que aderiram à isenção do ICMS, o armazenamento de energia poderá ser um investimento que trará retorno econômico ao consumidor desde que haja aderência a tarifa branca, uma vez que, será interessante a injeção de energia na rede nos intervalos de tarifa alta. Portanto, se o sistema de armazenamento tiver capacidade para suprir o consumo da residência em intervalos nos quais o custo de energia é mais alto e ainda armazenar um excedente de energia, este excedente pode ser injetado na rede nos períodos de tarifa alta. Assim, o consumidor terá um crédito de potência com valor integral, ou seja, o valor de venda será o mesmo de compra.

3.4 SISTEMAS DE TARIFAÇÃO

Nesta seção serão abordadas as tarifas residenciais de energia previstas para o Brasil, bem como suas vantagens e desvantagens.

3.4.1 Tarifa convencional

Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a tarifa atualmente adotada para residências é a convencional, a qual é caracterizada pela fixação do preço da energia durante todo o dia conforme mostrado na Figura 4.

Figura 4. Tarifa Convencional: Preço por kWh ao longo do dia.

Fonte: Adaptado de ANEEL.

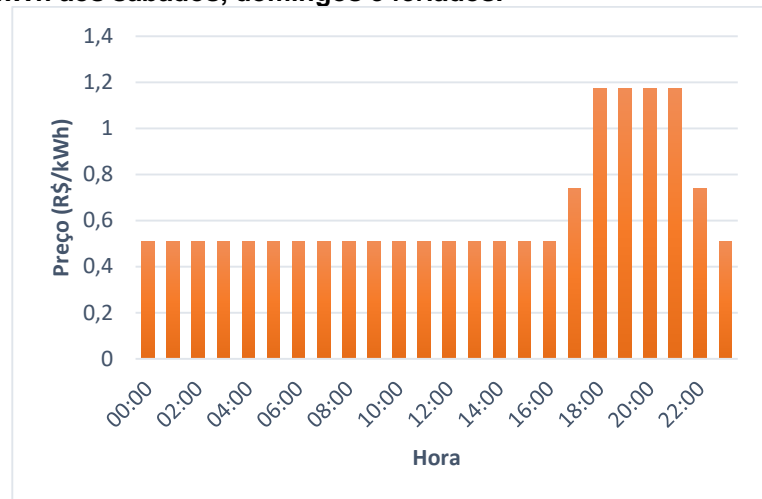
Segue a vantagem e a desvantagem observada com a tarifa convencional.

- Vantagem: O consumidor residencial não tem necessidade de adequar seu consumo energético as características da tarifa em vigência.
- Desvantagem: Congestionamento das redes em horários de pico, sem possibilidade de intervenção, uma vez que não há alteração dos preços de energia.

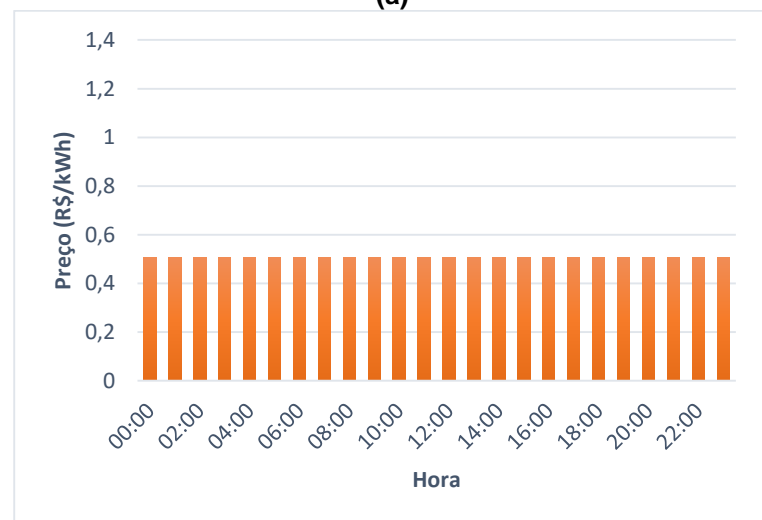
3.4.2 Tarifa branca

Prevista para entrar em vigor em 2018, a tarifa branca caracteriza-se pela variação de preços da energia durante o dia, no período de segunda à sexta-feira, conforme mostrado na Figura 5. Pela tarifa branca os preços variam entre: normal, intermediário e alto. Nos finais de semana e feriados o preço da energia é fixado em normal. Cabe ressaltar que mesmo na vigência da tarifa branca, será possível ao consumidor optar pela tarifa convencional.

Figura 5. Tarifa Branca: (a) preço por kWh nos dias úteis; (b) preço por kWh aos sábados, domingos e feriados.



(a)



(b)

Fonte: Adaptado de ANEEL.

Segue a vantagem e a desvantagem observada com a tarifa branca.

- Vantagem: Há um incentivo à realocação do consumo de energia em períodos fora de pico, pois em horários de pico o preço da energia é mais alto.
- Desvantagem: O consumidor que não tem a possibilidade de reorganizar seus horários de maior consumo de energia nos horários fora de pico, terá um faturamento mensal elevado.

3.5 ESTADO DA ARTE

Neste tópico serão abordados alguns estudos atuais sobre gestão de energia em microrredes.

No trabalho de Xian (2010) é utilizado um modelo estocástico, chamado *Wait-and-See Approach* (BIRGE e LOUVEAUX, 2011), para o problema de gestão de energia de uma microrrede, a qual é composta por seis geradores termelétricos e um cluster de turbinas. O gerenciamento neste trabalho tem como enfoque a tomada de decisão em relação a geração termelétrica para suprir a demanda energética complementando a geração eólica, assim a tomada de decisão é feita levando em conta eventos futuros associados a incerteza da geração eólica.

Em Mohamed e Koivo (2012) é realizado o gerenciamento de energia de uma microrrede composta por uma microturbina, uma célula combustível, um gerador a diesel, um gerador eólico, um gerador fotovoltaico e uma bateria. Neste trabalho, a função objetivo é definida a fim de minimizar os custos de operação e a emissão de gases tais como NO_x, SO₂ e CO₂.

No trabalho de Goya *et al.* (2012) é realizado o gerenciamento de energia de uma microrrede, a qual é composta por painéis fotovoltaicos, geradores eólicos, geradores térmicos e baterias, o qual a função objetivo busca a minimização do custo com a geração termelétrica.

Em Chen *et al.* (2012) o gerenciamento de energia é aplicada em uma microrrede formada por microturbinas, painéis fotovoltaicos, geradores eólicos, células combustíveis e baterias. Neste trabalho a função objetivo visa o dimensionamento ideal de baterias para uma microrrede.

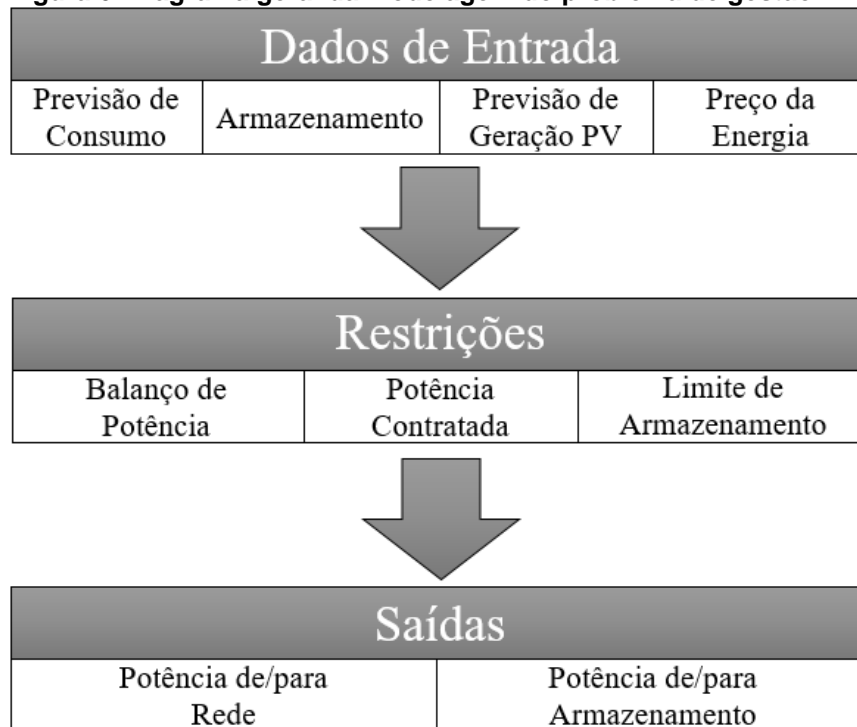
Este trabalho tem como principal diferença, aplicação de uma ferramenta de gerenciamento de energia aplicada à residências no Brasil, submetidas à tarifa branca e às características de compensação de potência ativa, de acordo com a Resolução Normativa 482/2012 e 687/2015 da ANEEL.

4 MODELAGEM DO PROBLEMA DE GESTÃO

Neste capítulo é apresentada a função objetivo, as restrições da rede e da bateria e os critérios para definição dos pesos da função objetivo para as modalidades tarifárias abordadas, tal modelagem é apresentada em (LOPES, 2016). Ainda, são apresentados os métodos utilizados para solução do problema modelado.

A Figura 6 apresenta um diagrama geral da modelagem do problema de gerenciamento de energia. Onde, é possível observar os dados de entrada, as restrições e as saídas da ferramenta de gestão.

Figura 6. Diagrama geral da modelagem do problema de gestão.



Fonte: Autoria Própria.

4.1 Modelagem da função objetivo

A ferramenta de gestão quando atua aplicada a tarifa branca opera com base na previsão da geração fotovoltaica e do consumo diário da residência. Com base nisto, a função objetivo será descrita em termos da energia, potência multiplicada

por um intervalo de tempo. Tal estratégia é adotada pois possibilita analisar à demanda de energia da residência, principalmente durante o intervalo em que o preço da energia é alto. Isto não seria possível se realizado em função dos custos, uma vez que há a variação do preço da energia. Algumas variáveis de projeto são definidas com coeficientes negativos, tal estratégia busca maximizar tais variáveis. Assim, a função objetivo genérica é definida pela Equação 1.

$$\begin{aligned} \min & P_{rede}(t) * dt * \lambda_1 + P_{bateria}^{descarga}(t) * dt * \lambda_2 - \\ & - P_{bateria}^{carga}(t) * dt * \lambda_3 - P_{venda}(t) * dt * \lambda_4 \end{aligned} \quad (1)$$

onde,

$P_{rede}(t)$ - potência solicitada da rede;

$P_{bateria}^{carga}(t)$ - potência para carregamento da bateria;

$P_{bateria}^{descarga}(t)$ - potência para descarga da bateria;

P_{venda} - potência injetada na rede;

dt - intervalo de tempo para tomada de decisão;

λ - peso de cada variável para minimização.

4.2 Escolha dos pesos da função objetivo para tarifa convencional

O consumo de energia da rede está diretamente ligado ao faturamento de energia, logo esta parcela terá maior peso na função objetivo, a fim de ser minimizada. Considerando que o crédito de energia vendida para a rede não é integral, esta parcela terá menor peso para maximização. Além disso, é priorizada a minimização da descarga das baterias, uma vez que, tal evento implica em perdas relacionadas à eficiência, portanto tal peso é definido de modo que a energia das baterias só seja utilizada em momentos em que os painéis não são capazes de suprir à energia demandada pela residência, portanto, os pesos definidos para a aplicação da ferramenta de gestão à tarifa convencional são descritos na Equação 2.

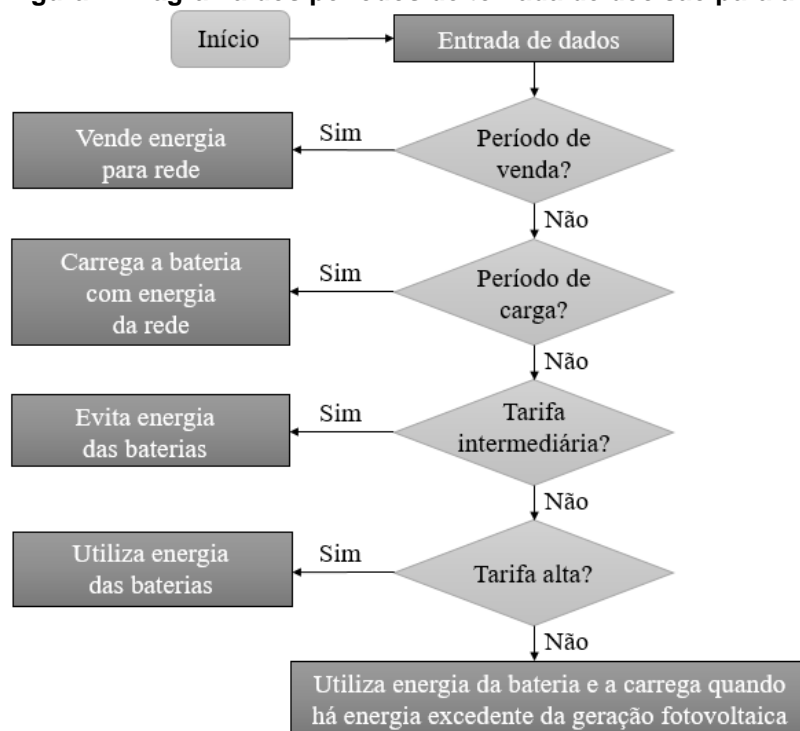
$$\begin{aligned} \min P_{rede}(t) * dt * 4 + P_{bateria}^{descarga}(t) * dt * 2 - \\ - P_{bateria}^{carga}(t) * dt * 3 - P_{venda}(t) * dt * 1 \end{aligned} \quad (2)$$

4.3 Escolha dos pesos da função objetivo para tarifa branca

Como mencionado anteriormente, para a tarifa branca a ferramenta opera com base na previsão da geração fotovoltaica e do consumo da residência. Assim, a ferramenta de gestão, inicialmente, analisa a demanda energética da residência e caso a energia fotovoltaica excedente não seja suficiente para carregar complementemente as baterias, a energia da rede também é utilizada para carga das baterias.

Em seguida, os pesos da função objetivo são definidos de acordo com os momentos em que o sistema (produção fotovoltaica, banco de baterias e demanda da residência) se encontra. Para facilitar a compreensão da atribuição dos pesos será utilizado o diagrama da Figura 7.

Figura 7. Diagrama dos períodos de tomada de decisão para a tarifa branca.



Fonte: Autoria própria.

4.3.1 Período de venda

Após o cálculo para verificação da energia excedente da geração fotovoltaica é dado início a tomada de decisões. Caso a energia fotovoltaica excedente for superior à capacidade máxima das baterias, é permitido a venda de energia para a rede.

4.3.2 Período de carga

Caso a energia excedente total, produzida pelos painéis, for menor que a capacidade máxima das baterias, então os pesos da função objetivo são atribuídos de forma a priorizar a carga das baterias, logo a energia da rede é utilizada para carga das baterias. A fim de utilizar tal energia nos intervalos de tarifa alta.

4.3.3 Tarifa intermediária

Neste momento, os pesos da função objetivo são atribuídos de forma à evitar a utilização das baterias, a fim de utilizar a energia armazenada no período de tarifa alta.

4.3.4 Tarifa alta

Neste período, os pesos da função objetivo são atribuídos a fim de utilizar a energia armazenada nas baterias, e caso a energia armazenada total armazenada nas baterias for superior ao consumo total deste período, a energia armazenada excedente nas baterias é vendida para à rede.

4.3.5 Períodos remanescentes

Caso o sistema não se enquadre a nenhum dos casos anteriores, os pesos são definidos a Equação 2, descrita anteriormente.

4.4 Restrições da rede

A primeira restrição da rede a ser definida, Equação 3, é relacionada ao balanço de potência. A qual implica em que o somatório da energia fornecida ao sistema (energia da rede, produção fotovoltaica e descarga da bateria) menos o somatório da energia consumida pelo sistema (energia demandada para o consumo da residência, carga da bateria e energia vendida para rede) deve ser igual à zero.

$$\begin{aligned} & \left(P_{rede}(t) + P_{pv}(t) + P_{bateria}^{descarga}(t) \right) - \\ & - \left(P_{demanda}(t) + P_{bateria}^{carga}(t) + P_{venda}(t) \right) = 0 \end{aligned} \quad (3)$$

onde,

$P_{pv}(t)$ - potência gerada pelos painéis fotovoltaicos;

$P_{demanda}$ - potência demandada para suprir o consumo da residência.

A segunda restrição, Equação 4, define que a energia comprada e vendida para a concessionária assumem valores maiores ou iguais à zero, ou seja, é uma restrição de não negatividade.

$$P_{rede}(t), P_{venda}(t) \geq 0 \quad (4)$$

E por fim, a Equação 5 limita a quantidade de energia consumida da rede, respeitando a máxima potência contratada.

$$P_{rede}(t) \leq P_{rede}^{m\acute{a}x} \quad (5)$$

onde,

$P_{rede}^{m\acute{a}x}$ - potência máxima que pode ser solicitada da rede.

4.5 Restrições do banco de baterias

A primeira restrição do banco de baterias, descrita nas Equações 6 e 7, define a eficiência de carga e descarga das baterias. Ou seja, relacionam as perdas inerentes à utilização das baterias. Onde, ECB é a eficiência de carga e EDB a eficiência de descarga das baterias. Além de, estabelecer os limites máximos e mínimos de energia que pode ser armazenada nas baterias.

$$P_{bateria}^{carga}(t) * dt * ECB \leq [E_{bateria}^{m\acute{a}x} - E_{bateria}^{inic}(t)] * X_{bateria}^{carga}(t) \quad (6)$$

onde,

ECB – eficiência de carga das baterias;

$E_{bateria}^{m\acute{a}x}$ – energia máxima que pode ser armazenada na bateria;

$E_{bateria}^{inic}(t)$ – energia armazenada na bateria;

$X_{bateria}^{carga}(t)$ – variável binária de acionamento da carga das baterias.

$$P_{bateria}^{descarga}(t) * dt \leq [E_{bateria}^{inic}(t) - E_{bateria}^{min}] * X_{bateria}^{descarga}(t) * EDB \quad (7)$$

onde,

EDB – eficiência de descarga das baterias;

$E_{bateria}^{min}$ – energia mínima que deve ser mantida na bateria;

$X_{bateria}^{descarga}(t)$ – variável binária de acionamento da descarga das baterias.

As Equações 8 e 9 definem o fluxo máximo de energia de carga e descarga das baterias. Já, a Equação 10 limita a não simultaneidade dos momentos de carga e descarga, cabe ressaltar que as variáveis de tomada de decisão apresentadas na Equação 10 são binárias, uma vez que, representam o acionamento da carga ou descarga das bateria. Por fim, a Equação 11 define que as variáveis de projeto contínuas de tomada de decisão, referente as baterias, assumem valores maiores ou igual à zero.

$$P_{bateria}^{carga}(t) - P_{bateria}^{máx} * X_{bateria}^{carga}(t) \leq 0 \quad (8)$$

onde,

$P_{carga}^{máx}$ - potência máxima de carga da bateria.

$$P_{bateria}^{descarga}(t) - P_{bateria}^{máx} * X_{bateria}^{descarga}(t) \leq 0 \quad (9)$$

onde,

$P_{descarga}^{máx}$ - potência máxima de descarga da bateria.

$$X_{bateria}^{descarga}(t) + X_{bateria}^{carga}(t) \leq 1 \quad (10)$$

$$P_{bateria}^{carga}(t), P_{bateria}^{descarga}(t) \geq 0 \quad (11)$$

4.6 PROGRAMAÇÃO LINEAR INTEIRA MISTA

Programação Linear Inteira Mista (PLIM) é uma das sub-áreas contidas em Programação Matemática. A qual é dita linear por ter restrições e função objetivo formadas por equações lineares, e inteira mista por tratar tanto com variáveis contínuas quanto discretas (Goldbarg e Luna, 2005; GLEIZER, 2013).

É importante ressaltar que a modelagem do problema de gestão foi adotada como um problema de programação linear inteira mista devido a utilização do banco de baterias. Uma vez, que é necessário à tomada de decisão dos momentos de carga e descarga das baterias ou até mesmo nenhuma das opções, quando a bateria não atua.

Situações de acionamento de equipamentos, como neste caso com as baterias, são facilmente modeladas utilizando variáveis binárias, as quais são discretas. O restante das variáveis de projeto são todas contínuas, visto que são relacionadas a energia comprada e vendida da concessionária ou a quantidade de energia que será carregada ou descarregada das baterias, as quais não são restritas a valores inteiros. Logo, o problema de gestão é modelado como um problema de programação linear inteira mista devido as características das variáveis de projeto do problema. Ainda, cabe ressaltar que a utilização de um problema de otimização ao invés de um algoritmo simples de tomada de decisão ocorre pela garantia de convergência para a solução ótima, mínimo global.

4.6.1 SIMPLEX E MÉTODO DE DUAS FASES

Simplex é um método exato de otimização, o qual é composto de processos iterativos, os quais buscam em cada iteração melhorar a solução da função objetivo. Quando não houver possibilidade de melhora, significa que a solução ótima foi encontrada. Logo, o algoritmo é encerrado.

Partindo de um ponto qualquer o algoritmo busca outro ponto que melhore o valor da função objetivo. A busca pela solução ótima acontece por meio de deslocamentos pelas arestas do polígono (região factível), do vértice atual até outro

vértice adjacente que aumente o valor da função objetivo. Se houver região viável a solução ótima será encontrada, uma vez que o número de vértices e arestas a ser percorrido é finito.

O método simplex leva em consideração apenas restrições do tipo " \leq " (menor ou igual) com termos independentes maiores ou iguais a zero. Caso as restrições do problema não se enquadrem a tais características é necessário a utilização de outros métodos.

O mais comum é o método Simplex das Duas Fases, no qual a primeira etapa (fase 1), consiste em analisar a possibilidade de adaptar o problema aos padrões do Simplex, ou seja, zerar as variáveis artificiais (variáveis relacionadas as restrições de igualdade e do tipo " \geq "). Caso seja possível, o método faz tal adaptação, a qual permite a aplicação do método Simplex (fase 2).

4.6.2 BRANCH-AND-BOUND

Branch-and-Bound é um método exato de otimização utilizado para soluções de problemas de programação inteira. A ideia deste método consiste em enumerar de maneira inteligente os candidatos à solução ótima inteira. O termo branch é atribuído devido as partições no espaço de soluções. Já o termo bound, destaca a atualização dos limites superiores (no caso de minimização) enquanto o algoritmo percorre o espaço de soluções em busca da solução ótima.

A primeira etapa deste método consiste em resolver o problema tratando todas as variáveis como sendo contínuas, ou seja, encontra-se a solução relaxada para o problema.

Com base na solução encontrada, é estabelecido o limite inferior, para o caso de minimização. Cabe ressaltar que em um problema de minimização a solução contínua sempre terá valor menor ou igual a solução inteira, uma vez que, as variáveis inteiras limitam o espaço de soluções, ou seja, tornam menor o espaço de soluções. Assim, a solução contínua é utilizada como um limitante inferior (no caso de minimização).

A etapa dois do método implica na quebra do problema atual em dois novos problemas (Problema 1 e Problema 2) os quais apresentam a adição de uma

nova restrição. Esta nova restrição é função da solução de uma das variáveis de projeto encontradas.

Portanto, para o Problema 1 será adicionada à restrição descrita na Equação 1 e para o Problema 2 à restrição descrita na Equação 2. Onde \bar{x}_i é o valor da variável inteira x_i encontrada no passo anterior (solução ótima relaxada).

$$x_i \geq \lfloor \bar{x}_i \rfloor + 1 \quad (12)$$

$$x_i \leq \lfloor \bar{x}_i \rfloor \quad (13)$$

Em seguida, os Problemas 1 e 2 são resolvidos de maneira contínua (solução relaxada). O problema em que a solução ótima for menor, é adotado como problema atual. Então, a solução ótima relaxada deste problema é definida como limitante superior (atualização do limite superior, “bound”) e este problema é quebrado em dois novos problemas.

Nos dois novos problemas outra restrição é adicionada a cada um dos problemas seguindo o mesmo padrão do passo anterior, porém neste problema a restrição pode ser função de outra variável de projeto.

Assim, tais etapas ocorrem até que o algoritmo chegue em casos infactíveis ou sejam encontradas soluções as quais todas as variáveis de projeto inteiras apresentem valores inteiros.

Portanto, foi utilizado o método simplex de duas fases para as etapas de solução contínua (relaxada). Como a implementação do método branch and bound exige alto custo computacional, uma vez que este método é exato e inteiro, foi desenvolvida uma heurística baseada em tal método.

Esta heurística se limita a solução deste problema, porém diminui significativamente o custo computacional do algoritmo, quando comparada com o método branch and bound original, além de, mesmo sendo uma heurística, garantir a convergência para a solução ótima do problema, mínimo global.

A heurística consiste na quebra do problema principal em três subproblemas (P1, P2 e P3). Como as variáveis inteiras do problema de gestão são binárias, sabe-se que a solução contínua destas variáveis estará limitada entre 0 e 1, devido à restrição descrita na Equação 10.

Portanto, já é feita a análise dos problemas finais, uma vez que a quantidade de possibilidades de subproblemas é limitada à três. Em P1 é atribuído um a variável $X_{bateria}^{carga}(t)$ e zero a variável $X_{bateria}^{descarga}(t)$, então o problema é resolvido de forma contínua e sua solução é adotado como limite inferior. À seguir, em P2 é atribuído zero a variável $X_{bateria}^{carga}(t)$ e um a variável $X_{bateria}^{descarga}(t)$, após isso o problema é resolvido de forma contínua e então é verificado se a solução de P2 é menor que P1, caso seja menor um novo limite inferior é definido. E por fim, o problema (P3) fica restrito apenas em atender o balanço de energia, uma vez que considera as variáveis $X_{bateria}^{carga}(t)$ e $X_{bateria}^{descarga}(t)$ iguais a zero.

Assim, um problema de programação inteira mista composto por 7 restrições (desconsiderando restrições de não negatividade) é quebrado em três subproblemas com apenas variáveis contínuas, os quais P1 e P2 são compostos por três restrições e P3 por uma restrição. Diminuindo significativamente o custo computacional do algoritmo, sem prejudicar a convergência à solução ótima, mínimo global.

Enfim, tal método é utilizado para a tarifa convencional e para os períodos remanescentes da tarifa branca. Para a tarifa branca, nos períodos diferentes do período remanescente adota-se apenas um dos subproblemas (P1, P2 e P3) de acordo com a característica do intervalo. Por exemplo, no intervalo de tarifa alta adota-se apenas o problema P2, o qual aciona a descarga das baterias.

Por fim, o algoritmo de gestão de energia elétrica aplicado à residências que integram geração fotovoltaica e baterias foi desenvolvido em linguagem de programação C com o objetivo de facilitar a adaptação do código quando o mesmo for embarcado em um microcontrolador, a fim de implementar a ferramenta de gestão de forma prática.

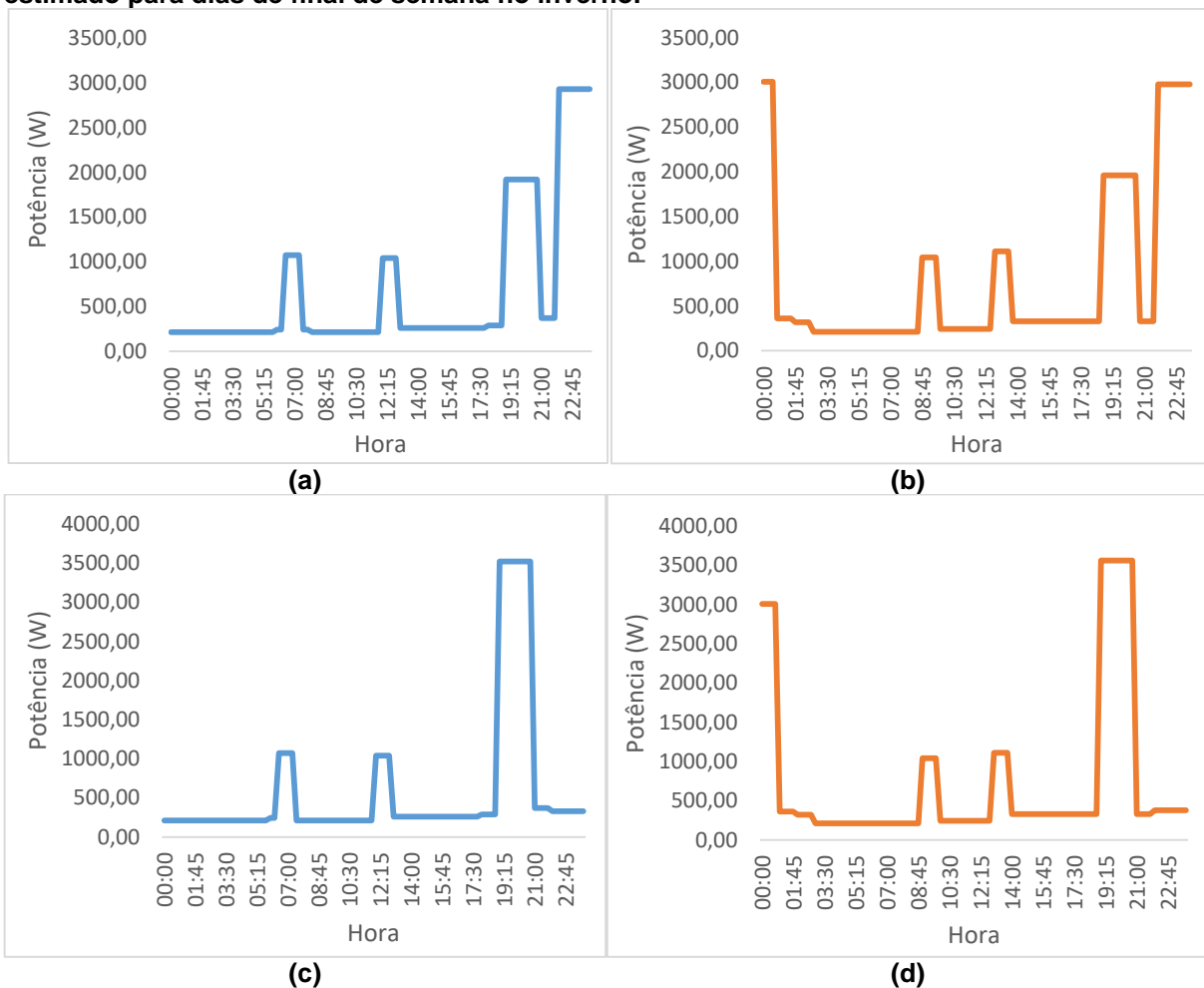
4.7 DEFINIÇÃO DOS CASOS DE ESTUDO

A aplicação da ferramenta será feita em uma residência com instalação trifásica e demanda máxima de 19 kVA. Os dados de consumo, representados na Figura 8, foram estimados para uma residência com 4 pessoas, diferenciando a

demanda entre dias de segunda a sexta-feira e finais de semana, bem como verão e inverno.

Os dados de irradiação solar e temperatura foram coletados da cidade de Maringá-PR por meio do banco de dados do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET). Com base nestes dados, foi calculada a energia produzida pelo sistema fotovoltaico (CASARO e MARTINS, 2008). Ainda, foi feita a interpolação dos dados, uma vez que, a ferramenta de gerenciamento atua de 15 em 15 minutos, porém os dados disponíveis no banco de dados do INMET são de 1 em 1 hora. Assim, por meio de interpolação matemática foi possível estimar os dados de temperatura e irradiação solar nos intervalos de tempo desejados.

Figura 8. Dados de consumo da residência: (a) consumo da residência estimado para dias da semana no verão, (b) consumo da residência estimado para dias de final de semana no verão, (c) Consumo da residência estimado para dias da semana no inverno, (d) consumo da residência estimado para dias de final de semana no inverno.



Fonte: Autoria própria

Foram definidos os casos de estudo pela diferenciação dos recursos utilizados envolvendo a geração fotovoltaica e o armazenamento de energia, conforme apresentado na Tabela 1. Cabe ressaltar que a utilização da ferramenta de gestão é utilizada apenas nos casos com banco de baterias, uma vez que a ferramenta atua auxiliando as tomadas de decisões referentes ao banco de baterias. Foi aplicado a cada caso a tarifa convencional e branca em uma semana do verão (2017) e uma semana do inverno (2017).

Tabela 1. Definição dos casos de estudo.

Casos de Estudo	Geração Fotovoltaica	Banco de Baterias
1		
2		X
3	X	
4	X	X

Fonte: A autoria própria

5 RESULTADOS

A ferramenta de gestão foi simulada nos casos de estudo apresentados na Tabela 1, por meio da plataforma computacional desenvolvida. Considerou-se para a tarifa convencional o custo de R\$ 0,65 por kWh e para a tarifa branca os custos por kWh da tarifa baixa, intermediária e alta são iguais a R\$ 0,51, R\$ 0,74 e R\$ 1,17, respectivamente. O valor do imposto ICMS considerado foi de 29%, bem o rendimento de carga e descarga das baterias de 95%.

5.1 CASO DE ESTUDO 1 (CE1)

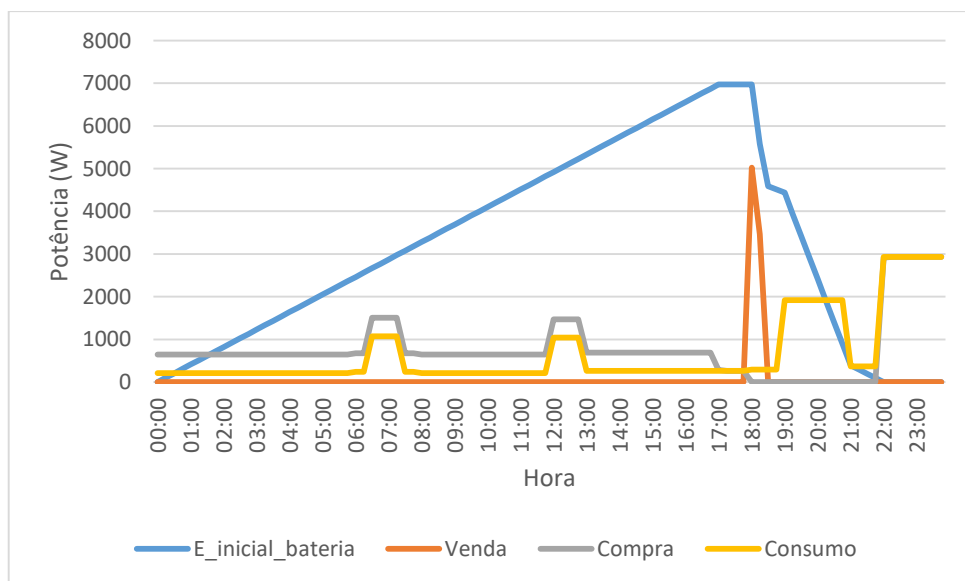
O CE1 não possui geração fotovoltaica e sistema de armazenamento. Portanto o CE1 foi tomado como base de comparação para os outros casos de estudo.

O consumo semanal para o CE1 foi de R\$ 77,40 no verão e 68,30 no inverno para a tarifa convencional e R\$ 76,28 no verão e R\$ 79,76 no inverno para a tarifa branca.

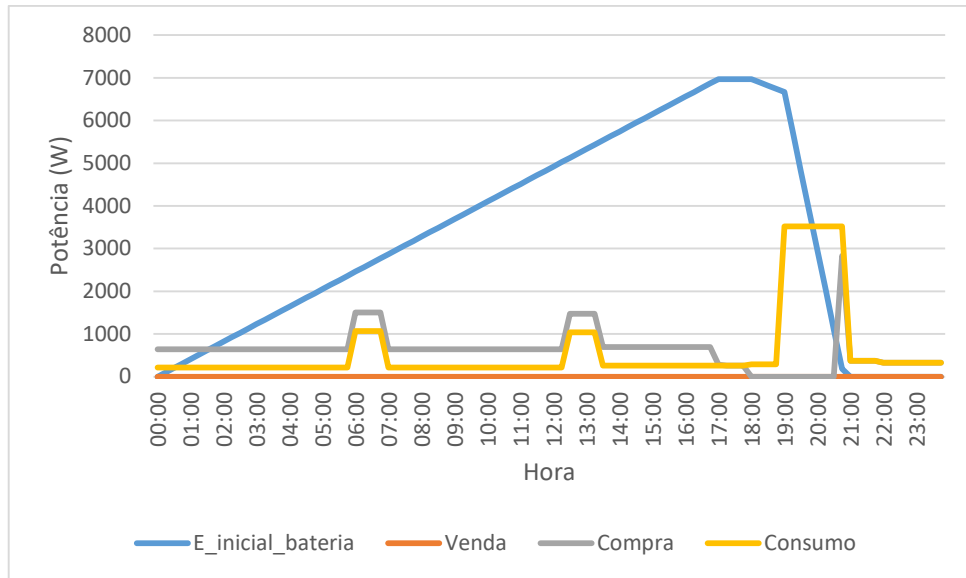
5.2 CASO DE ESTUDO 2 (CE2)

Não foi aplicada ao CE2 a tarifa convencional, haja visto que sem a geração fotovoltaica instalada e sem variação dos preços de energia não se justifica o armazenamento de energia, uma vez que acarretaria apenas perdas ao sistema relacionadas com a carga/descarga do banco de baterias. Em outras palavras, a utilização do sistema de armazenamento sem a geração PV simultânea não é desejada. A Figura 9 apresenta o comportamento da ferramenta aplicada ao CE2 para a tarifa branca. O faturamento semanal foi de R\$ 63,00 no verão e R\$ 59,87 no inverno.

Figura 9. Resultados do caso de estudo 2 aplicado à tarifa branca: (a) simulação do primeiro dia do caso de estudo 2 aplicado à tarifa branca no verão, (b) simulação do primeiro dia do caso de estudo 2 aplicado à tarifa branca no inverno.



(a)



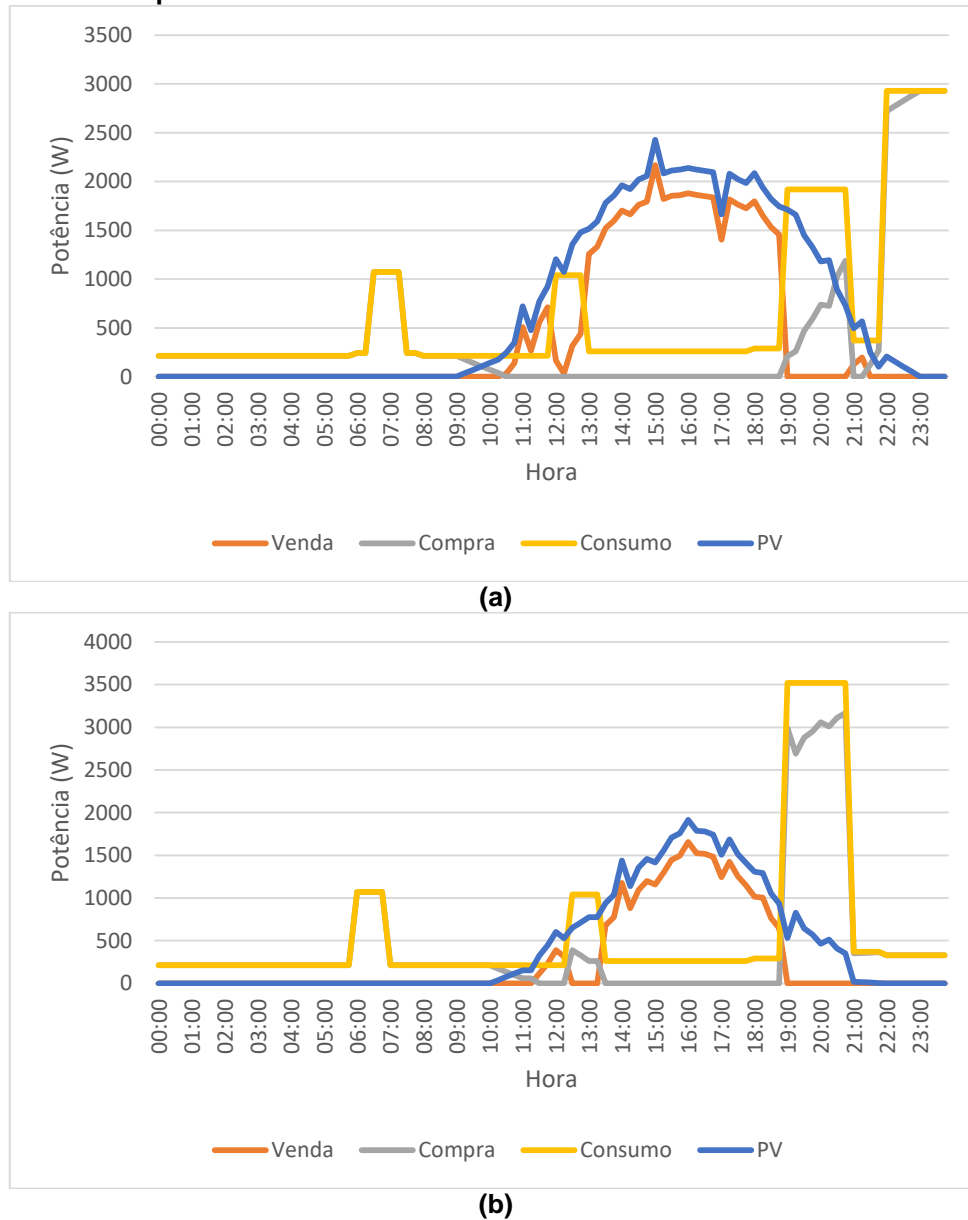
(b)

Fonte: Autoria própria.

5.3 CASO DE ESTUDO 3 (CE3)

No CE3 não há o sistema de armazenamento, e por isso não é realizado o gerenciamento de energia. Assim, o comportamento do sistema para as duas tarifas será o mesmo, o qual é apresentado na Figura 10. Porém, devido à diferenciação das duas tarifas em relação ao custo da energia durante o dia, o faturamento apresentará alterações entre as duas tarifas. O faturamento semanal estimado foi de R\$ 32,05 no verão e R\$ 33,40 no inverno para a tarifa convencional e R\$ 38,76 no verão e R\$ 48,17 no inverno para a tarifa branca.

Figura 10. Resultados do caso de estudo 3: (a) simulação do primeiro dia do caso de estudo 3 aplicado à tarifa convencional no verão, (b) simulação do primeiro dia do caso de estudo 3 aplicado à tarifa convencional no inverno.

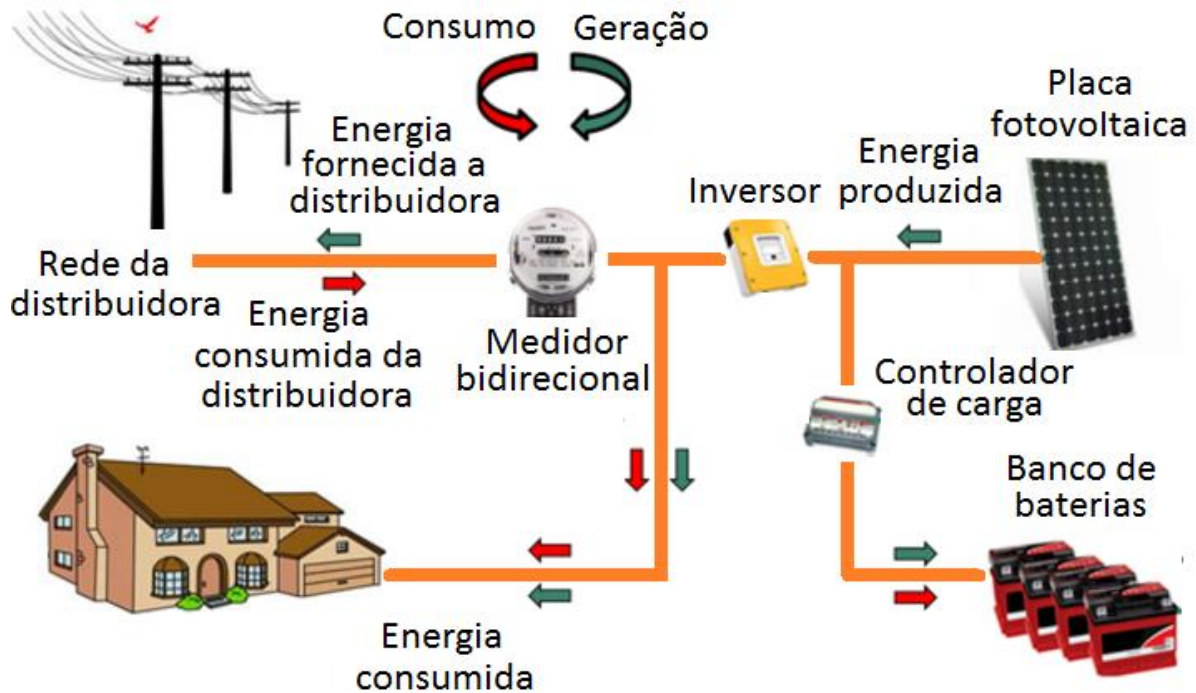


Fonte: Autoria própria.

5.4 CASO DE ESTUDO 4 (CE4)

A Figura 11 apresenta a topologia adotada para o caso de estudo CE4, onde são integrados a geração fotovoltaica e o banco de baterias.

Figura 11. Topologia adotada ao sistema conectado à rede (on-grid) com energia fotovoltaica e armazenamento de energia.



Fonte: Adaptado de Energiatecsolar.

5.4.1 Tarifa Convencional

Para esta tarifa a carga das baterias é feita apenas por meio da energia excedente dos painéis fotovoltaicos. Já a descarga das baterias é realizada após a carga total das mesmas, em momentos nos quais o consumo de energia é maior que a produção fotovoltaica.

A Figura 12 apresenta o CE4 aplicado à tarifa convencional. O faturamento semanal foi de R\$ 18,69 no verão e R\$ 25,73 no inverno para a tarifa convencional.

Figura 12. Resultados do caso de estudo 4 aplicado à tarifa convencional: (a) simulação do primeiro dia do caso de estudo 4 aplicado à tarifa convencional no verão, (b) simulação do primeiro dia do caso de estudo 4 aplicado à tarifa convencional no inverno.



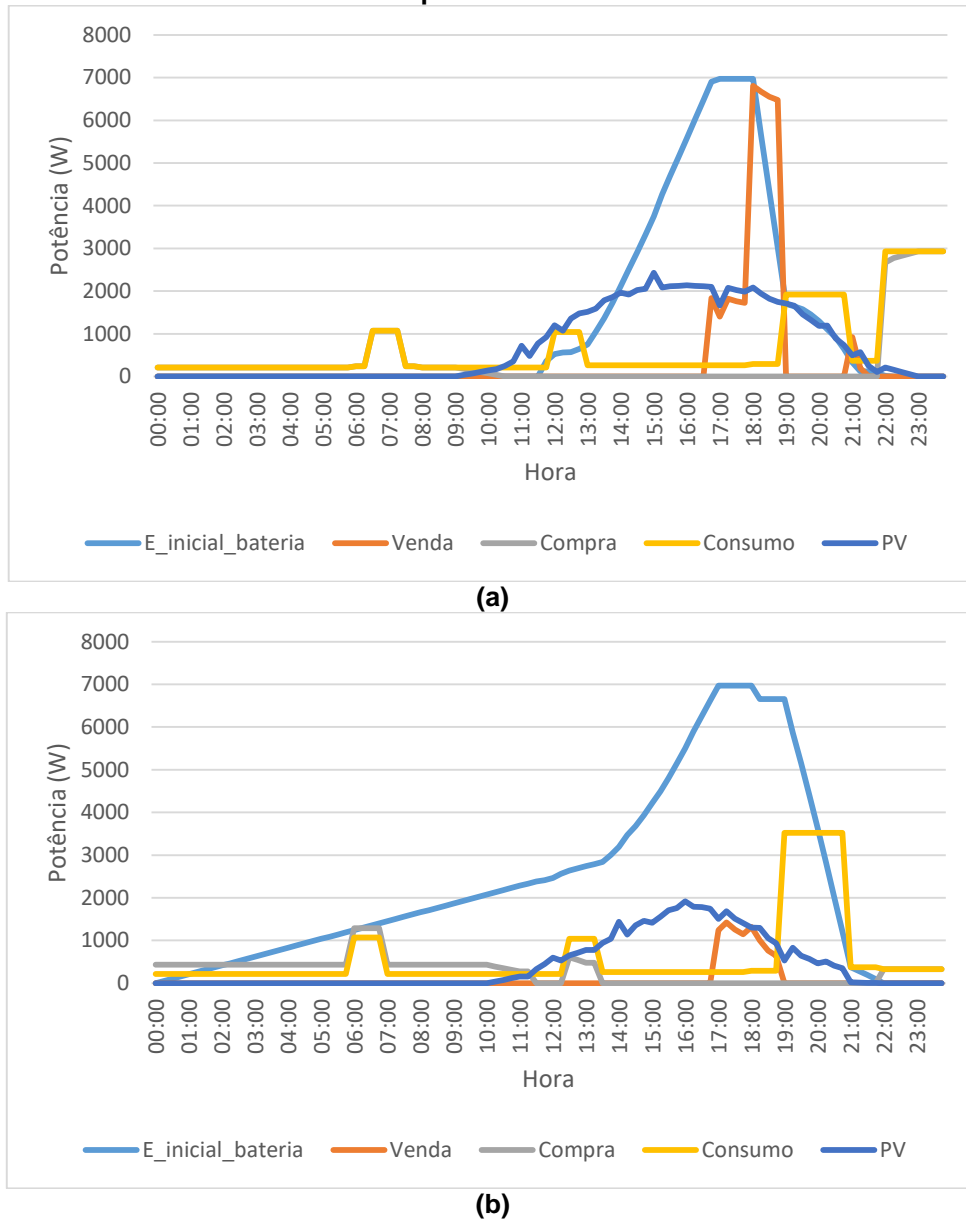
Fonte: Autoria própria.

5.4.2 Tarifa Branca

Neste caso, a ferramenta de gerenciamento visa o aproveitamento máximo das baterias nos horários de tarifa alta. Deste modo, se não houver produção fotovoltaica, o sistema carrega as baterias com energia da rede nos intervalos em que o preço da energia é baixo, a fim de utilizá-la posteriormente em períodos de tarifa

alta. O faturamento semanal foi de R\$ 12,11 no verão e R\$ 20,57 no inverno. A Figura 13 apresenta a simulação para o CE4.

Figura 13. Resultados do caso de estudo 4 aplicado à tarifa branca: (a) simulação do primeiro dia do caso de estudo 4 aplicado à tarifa branca no verão, (b) simulação do primeiro dia do caso de estudo 4 aplicado à tarifa branca no inverno.



Fonte: Autoria própria.

6 DISCUSSÕES DOS RESULTADOS

Neste capítulo são analisados os custos dos equipamentos, bem como o retorno financeiro dos mesmos.

6.1 Análise econômica dos casos de estudo

A Tabela 2 apresenta o faturamento semanal dos casos simulados. Nota-se que o CE2, aplicado apenas para a tarifa branca, obteve um desempenho significativo na redução dos custos. Isto ocorreu pela capacidade das baterias em suprir praticamente toda a demanda do período de tarifa alta, de modo a proporcionar uma grande redução nos custos com energia, mesmo sem a geração fotovoltaica. Esta redução foi maior no verão devido ao elevado consumo de energia no intervalo de tempo de tarifa alta, uma vez que, neste período normalmente os consumidores estão em suas residências e utilizam aparelhos com alta demanda de potência como chuveiros e condicionadores de ar. Nas simulações, dois condicionadores de ar foram utilizados no período das 19 às 23 horas no verão.

No CE3, observou-se um bom desempenho para as duas tarifas. Porém, com destaque para a tarifa convencional. Isto acontece devido as características das tarifas, uma vez que, no período entre 18 e 21 horas o custo da energia na tarifa branca é o mais alto, que não coincide com o pico de produção fotovoltaica. Assim, há a necessidade da compra de energia da rede no intervalo de tarifa alta.

Com base na Tabela 3, para o CE4 houve uma redução média semanal no faturamento de 70,5% para a tarifa convencional e 79% para a tarifa branca. A tarifa convencional não obteve uma redução tão alta do faturamento devido ao carregamento do sistema de armazenamento apenas com a energia fotovoltaica excedente, que apesar de não reduzir tanto o faturamento de energia, prolonga a vida útil das baterias, favorecendo a viabilidade econômica do banco de baterias.

Como esperado, o CE4 obteve o melhor desempenho médio semanal na redução do faturamento. Com destaque para a tarifa branca, por conta da variação

dos preços da energia durante o dia, o que permite à ferramenta armazenar a energia fotovoltaica excedente ou comprar energia da rede no intervalo de tarifa baixa e utilizá-la no período de tarifa alta.

Tabela 2. Faturamento semanal dos casos de estudo.

Casos	Tarifa convencional (R\$)		Tarifa branca (R\$)	
	Verão	Inverno	Verão	Inverno
1	77,40	68,30	76,28	79,76
2	-	-	63,00	59,87
3	32,05	33,40	38,76	48,17
4	18,69	25,73	12,11	20,57

Fonte: Autoria própria.

Com base na Tabela 3, o CE4 aplicado à tarifa branca obteve o melhor desempenho médio semanal na redução do faturamento. Isto é justificado por conta da variação dos preços da energia durante o dia, o que permite à ferramenta armazenar a energia fotovoltaica excedente ou comprar energia da rede no intervalo de tarifa baixa e utilizá-la no período de tarifa alta. O banco de baterias foi capaz de suprir, na maioria dos dias, toda a demanda de energia da residência nos intervalos de tarifa alta, assim, contribuindo significativamente para redução do faturamento.

Tabela 3. Redução dos casos de estudo 2,3 e 4 em relação ao caso de estudo 1 (caso base).

Casos	Tarifa convencional		Tarifa branca	
	Verão	Inverno	Verão	Inverno
2	-	-	17 %	25 %
3	59 %	51 %	49 %	40 %
4	79 %	62 %	84 %	74 %

Fonte: Autoria própria.

6.2 Análise de viabilidade econômica dos casos de estudo

Para a realização da análise de viabilidade econômica foi considerado o custo um sistema fotovoltaico composto por dez painéis fotovoltaicos SW245 (SolarWorld) conectados em série. Também foi levado em consideração um custo

anual de manutenção equivalente a 1% do valor inicial investido no sistema fotovoltaico, o qual apresenta expectativa de vida útil de 25 anos.

O sistema de armazenamento foi composto por 4 baterias Freedom DF4001 de 12V e 166 Ah conectadas em série, um inversor e um controlador de carga. A expectativa de uso da bateria é de 1500 ciclos, segundo o manual do fabricante. Assim, considerando que a utilização das baterias nos casos de estudo variam de 5 à 7 ciclos por semana, a vida útil das baterias foi estimada entre 4 para a tarifa convencional e 6 anos para a tarifa branca. Assim, a Tabela 4 apresenta o investimento inicial estimado para obtenção dos equipamentos dos casos de estudo. Cabe ressaltar que este investimento inicial é estimado para obtenção dos equipamentos durante 25 anos.

Tabela 4. Investimento inicial para obtenção dos equipamentos dos casos de estudo 2,3 e 4.

Casos	Investimento inicial (R\$)
2	17.000,00
3	15.000,00
4 (Branca)	30.500,00
4 (Convencional)	37.000,00

Fonte: Autoria própria.

Com base nas tabelas 5, 6, 7 e 8 observa-se que em todos os casos a economia anual é maior que o custo anual. Já o tempo de retorno do investimento inicial é menor que o tempo de vida útil dos equipamentos.

Tabela 5. Custo e economia anual dos casos de estudo 2,3 e 4 aplicados à tarifa branca.

Casos	Economia anual (R\$)	Custo anual (R\$)
2	796,04	680,00
3	1.658,64	750,00
4	2.960,48	1.220,00

Fonte: Autoria própria.

Tabela 6. Custo e economia anual dos casos de estudo 3 e 4 aplicados à tarifa convencional.

Casos	Economia anual (R\$)	Custo anual (R\$)
3	1.925,86	750,00
4	2.430,71	1.480,00

Fonte: Autoria própria.

Tabela 7. Tempo de retorno do investimento inicial dos casos de estudo 2, 3 e 4 aplicados à tarifa branca.

Casos	Tempo de Retorno do Investimento Inicial
2	21 anos e 4 meses
3	11 anos e 4 meses
4	10 anos e 4 meses

Fonte: Autoria própria.

Tabela 8. Tempo de retorno do investimento inicial dos casos de estudo 3 e 4 aplicados à tarifa convencional.

Casos	Tempo de Retorno do Investimento Inicial
3	9 anos e 9 meses
4	15 anos e 2 meses

Fonte: Autoria própria.

As Tabelas 9 e 10 apresentam o retorno financeiro do sistema para os casos estudados, ou seja, a economia total durante toda a vida útil dos aparelhos (estimado em 25 anos) subtraído do investimento inicial do sistema.

Tabela 9. Custo e economia anual dos casos de estudo 2, 3 e 4 aplicados à tarifa branca.

Casos	Retorno Financeiro (R\$)
2	2.901,09
3	22.715,89
4	43.511,88

Fonte: Autoria própria.

Tabela 10. Custo e economia anual dos casos de estudo 3 e 4 aplicados à tarifa convencional.

Casos	Retorno financeiro (R\$)
3	29.396,54
4	23.767,84

Fonte: Autoria própria.

Deste modo, percebe-se que todos os casos simulados são economicamente viáveis. É importante ressaltar o CE2, que apesar de ter o menor retorno financeiro, mostra que o sistema de armazenamento de energia é uma opção economicamente viável, devido à queda de seus custos iniciais nos últimos anos. Além disso, fica evidente o quão promissora é a utilização de sistemas fotovoltaicos, o qual integra sustentabilidade e economia.

7 CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou uma ferramenta de gerenciamento de energia que integra geração de energia baseado em sistemas fotovoltaicos e um sistema de armazenamento de energia com o intuito de minimizar o faturamento mensal de energia de consumidores residenciais.

O sistema de gerenciamento de energia foi avaliado por meio da simulação de casos de estudo aplicados as tarifas residenciais previstas para o Brasil. Foi realizada a comparação dos casos de estudo com um consumidor residencial que não possui geração fotovoltaica e sistema de armazenamento e, portanto, não utiliza o sistema de gerenciamento.

Em todos os casos de estudo a ferramenta de gerenciamento de energia diagnosticou a redução dos custos de consumo de energia. Destaca-se a tarifa branca, para a qual houve uma redução de 79% do custo médio semanal. Para a tarifa convencional a redução de custo médio semanal foi equivalente a 70,5%.

Os custos para instalação do kit de geração fotovoltaica e o sistema de armazenamento foram analisados, a fim de verificar a viabilidade econômica envolvida, onde, notou-se que a utilização de apenas banco de baterias é inviável economicamente, mesmo comprando energia no intervalo de tarifa baixa e vendendo no intervalo de tarifa alta. Porém, quando as baterias foram integradas ao sistema fotovoltaico e ambos foram aplicados, com uma ferramenta de gerenciamento de energia, à residências submetidas à tarifa branca foi comprovada a viabilidade econômica destes recursos.

Como perspectiva de trabalhos futuros, pretende-se implementar tal ferramenta de gerenciamento de energia, a fim de verificar seu desempenho em forma prática.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa Nº 367, de 2 de Junho de 2009**. (Diário Oficial, 26 de jun. 2009, seção 1, p. 80), Anexo, 2009.

_____. **Resolução Normativa Nº 482, de 17 de Abril de 2012**. MME. Brasil: 12 p. 2012.

_____. **Resolução Normativa Nº 687, de 17 de Novembro de 2015**. MME. Brasil: 26 p. 2015.

BARQUETE, A. C. C.; SILVA, N. P. **O avanço e as melhorias com o uso de energias renováveis**. 2013. 118 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) -_Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade São Paulo. São Carlos, 2013.

BIRGE, J. R.; LOUVEAUX, F. Introduction to Stochastic Programming. **Springer**, 2011. ISBN 978461402374.

CASARO, M. M.; MARTINS, D. C. **Modelo de arranjo fotovoltaico destinado a análises em eletrônica de potência via simulação**. Eletrônica de Potência – Sobraep, vol. 13, no. 3, pp. 141-146, 2008.

CHEN, S. X.; GOOI, H. B.; WANG, M. Q. Sizing of Energy Storage for Microgrids. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v.3, n.1, p. 142-151, 2012.

CIGRE. CIGRE Working Group C6.22 – **Microgrids Evolution Roadmap**. 2012.

CHAIM, O. C. **Análise de custo de fontes alternativas de energia**. 2011. 78 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo. São Carlos, 2011.

CRESESB. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. Rio de Janeiro, 2004.

CRUZ, D. T. **Micro e minigeração eólica e solar no Brasil: Propostas para desenvolvimento do setor**. 2014. 157 p. Dissertação (Mestrado) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Brasil, 2014.

Disponível em: _____ em: _____ <
<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>
 > Acesso em:05/07/2017.

Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/tarifa-branca>> Acesso em: 10/07/2017.

Disponível em: _____ em: <<http://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias>> Acesso em: 10/07/2017.

Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/tarifas-consumidores/-/asset_publisher/zNaRBjCLDgbE/content/modalidade/654800?inheritRedirect=false>
 > Acesso em: 10/07/2017.

Disponível em: <<http://www.brasil.gov.br/cidadania-e-justica/2015/02/brasil-nao-tem-nenhuma-obra-de-usina-impedida-pela-justica>> Acesso em: 10/05/2017.

Disponível em: <https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/cv016_15> Acesso em: 10/07/2017.

Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/clima/convencao-das-nacoes-unidas/acordo-de-paris>> Acesso em: 05/07/2017.

Disponível em: <<http://www.portalsolar.com.br/celula-fotovoltaica.html>> Acesso em: 15/05/2017.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. Análise da Inserção da Geração Fotovoltaica na Matriz Brasileira. Rio de Janeiro, 2012.

ENERGY, U. S. D. O. **U. S. Department of Energy – Summary Report: DOE Microgrid Workshop.** 2012.

GLEIZER, G. A. **Escalonamento Ótimo de Tarefas para Redes de Campo Aplicado a FOUNDATION™ Fieldbus.** 2013. 185 p. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2013.

GOLDBARG, M. C.; LUNA, H. P. L. Otimização combinatória e programação linear. 2 ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2005.

GOYA, T.; SENJYU, T.; YONA, A.; URASAKI, N.; FUNABASHI, T. Optimal Operation of Thermal Unit in Smart Grid Considering Transmission Constraint. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 40, n. 1, p. 21-28, 2012.

GUO, C. X.; BAI, Y. H.; ZHENG, X.; ZHAN, J. P.; WUC, Q. H. Optimal Generation Dispatch with Renewable Energy Embedded Using Multiple Objectives. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 42, n.1, p. 440-447, 2012.

HOPKINS, M. D.; PAHWA, A.; EASTON, T. Intelligent Dispatch for Distributed Renewable Resources. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v.3, n.2, p. 1047-1054, 2012.

IEA, “Key World Energy Statistics 2015,” 2015.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA. Key World Energy Statistics 2015, 2015.

KHODR, H. M.; EL HALABI, N.; GARCÍA-GRACIA, M. Intelligent Renewable Microgrid Scheduling Controlled by a Virtual Power Producer: A Laboratory Experience. **Renewable Energy**, v. 48, n.1, p. 269-275, 2012.

KYRIAKARAKOS, G.; DOUNIS, A. I.; ARVANITIS, K. G.; PAPADAKIS, G. A Fuzzy Locig Energy Management System for Polygeneration Microgrids. **Renewable Energy**, v. 41, n. 0, p. 315-327, 2012.

LEWIS, N. S.; NOCERA, D. G. Powering the planet: Chemical challenges in solar energy utilization. **Proc. Natl. Acad. Sci. U. S. A.**, vol. 130, n. 43, pp. 15729 – 15735, 2006.

LIMA, J. L. B.; **Energia fotovoltaica como alternativa energética viável**. 2014. 56 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2014.

LOPES, A. F. A. **Desenvolvimento de um sistema de gestão de energia residencial considerando produção PV, armazenamento e um veículo elétrico**. 2016. 136 p. Dissertação (Mestrado) – Instituto Superior de Engenharia do Porto. Porto, 2016.

MELO, O. B. **Análise da viabilidade técnica e econômica de painéis fotovoltaicos instalados no setor residencial**. 2014. 89 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Escola de Engenharia Elétrica de São Carlos da Universidade de São Paulo. São Carlos, 2014.

MOHAMED, F. A.; KOIVO, H. N. Multiobjective Optimization Using Mesh Adaptive Direct Search for Power Dispatch Problem of Microgrid. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 42, n. 1, p. 728-735, 2012.

MORAIS, H.; KÁDÁR, P.; FARIA, P.; VALE, Z. A.; KHODR, H. M. Optimal Scheduling of a Renewable Micro-grid in an Isolated Load area Using Mixed-Integer Linear Programming. **Renewable Energy**, v. 35, n. 1, p. 151-156, 2010.

OLIVEIRA, H. E. **Tecnologia fotovoltaica em filmes finos (películas delgadas)**. 2008. 56 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade Federal de Lavras. Lavras, 2008.

OLIVEIRA, T. R. **Distribuição local de energia em corrente contínua: Estudo, desenvolvimento e implementação de um protótipo de nanorrede c.c. dedicado aos setores residencial e comercial**. 2016. 319 p. Tese (Doutorado) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte, 2016.

RISSI, G. F., **Modelo de otimização de despacho hidrotérmico com risco de déficit controlado**. 2009. 76 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Escola de Engenharia da Universidade de São Paulo. São Carlos, 2009.

RUTHER, R. **Edifícios solares fotovoltaicos: O potencial da Geração Solar Fotovoltaica Integrada a Edificações Urbanas e Interligada à Rede Elétrica Pública no Brasil**. 1 ed. Florianópolis: Editora UFSC/LABSOLAR, 2004. 114 p.

RUZ, F. C. AND POLLITT, M. G. Overcoming barriers to electrical energy storage: Comparing California and Europe. **Competition and Regulation in Network Industries**, 2016.

SAAD, M. C. **Controlador de carga e descarga de baterias, microcontrolado com pic, com aplicação em sistemas de fornecimento de energia em geral, incluindo sistemas fotovoltaicos**. 2012. 53 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2012.

SANTOS, M. C., **Desenvolvimento sustentável: interpretações crítico-científicas**. 2011. 63 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Universidade Estadual de Londrina. Londrina, 2011.

SEDRA, A. *Microeletrônica*. 4 ed. São Paulo: Pearson Makron Books, 2000.

SEGUEL, J. I. L. **Projeto de um sistema fotovoltaico autônomo de suprimento de energia usando técnica MPPT e controle digital**. 2009. 222 p. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte 2009.

SOARES, G. T., **Sistema de gerenciamento de energia como ferramenta de eficiência energética na indústria**. 2015. 116 p. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Pará. Belém, 2015.

SOUSA, W. L., **Impacto ambiental de hidrelétricas: uma análise comparativa de duas abordagens**. 2000. 160 p. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2000.

SOUTO, E. V. **Mitigação dos impactos ambientais negativos gerados pela implantação da usina termelétrica de queimados**. 2012. 58 p. Especialização – AVM Faculdade Integrada. Rio de Janeiro, 2012.

STUCHI, G. A.; TACONELLI, M.; LANGHI, V. A. B. **Geração termelétrica: principais componentes e tipos de centrais termelétricas**. 2015. 147. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo. São Carlos, 2015.

TAKEUCHI, A.; HAYASHI, T.; NOZAKI, Y.; SHIMAKAGE, T. Optimal Scheduling Using Metaheuristics for Energy Networks. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v.3, n.2, p. 968-974, 2012.

TENFEN, D. **Desenvolvimento de um modelo de programação linear inteira mista para o problema do gerenciamento energético de microrredes**. 2015. 159 p. Tese (Doutorado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2015.

VERGÍLIO, K. E. P. **Geração distribuída e pequenas centrais hidrelétricas: alternativas para a geração de energia elétrica no Brasil**. 2009. 42 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo. São Carlos, 2009.

XIAN, L. Economic Load Dispatch Constrained by Wind Power Availability: A Wait-and-See Approach. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v.1, n.3, p. 347-355, 2010.