

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

VITOR MOTERLE PIVA

Análise de viabilidade da implementação de sistema combinado de armazenamento de energia e geração distribuída sob tarifa branca.

Porto Alegre

2018

VITOR MOTERLE PIVA

Análise de viabilidade da implementação de sistema combinado de armazenamento de energia e geração distribuída sob tarifa branca.

Projeto de Diplomação apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para Graduação em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Flávio Antônio Becon Lemos

Porto Alegre

2018

VITOR MOTERLE PIVA

### CIP - Catalogação na Publicação

Piva, Vitor Moterle

Análise de viabilidade da implementação de sistema combinado de armazenamento de energia e geração distribuída sob tarifa branca. / Vitor Moterle Piva. - 2018.

42 f.

Orientador: Prof. Dr. Flávio Antônio Becon Lemos.

Trabalho de conclusão de curso (Graduação) -- Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Escola de Engenharia, Curso de Engenharia Elétrica, Porto Alegre, BR-RS, 2018.

1. armazenamento de energia. 2. tarifa branca. 3. geração distribuída. 4. bateria. 5. energia solar. I. Lemos, Prof. Dr. Flávio Antônio Becon, orient. II. Título.

Análise de viabilidade da implementação de sistema combinado de armazenamento de energia e geração distribuída sob tarifa branca.

Este Projeto de Diplomação foi analisado e julgado adequado para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica e aprovado em sua forma final pelo orientador e pela Banca Examinadora.

Orientador: Prof. Dr. Flávio Antônio Becon Lemos

Coordenador do Curso: Prof. Dr. Ály Ferreira Flores Filho

Aprovado em 4 de julho de 2018.

**BANCA EXAMINADORA**

Flávio Antonio Becon Lemos (Prof. Dr.) - Universidade Federal do Rio Grande do Sul

Igor Pasa Wiltuschnig (Prof. Me. Eng.) - Universidade Federal do Rio Grande do Sul

Jean Paulo de Oliveira Menzel (Eng.) – GV Energy & Associados

Dedico este trabalho aos meus pais, Marta e Arcione, que venceram todas as adversidades impostas pela vida para que eu nunca soubesse o que é sentir fome, em qualquer sentido concreto ou figurado da palavra.

## RESUMO

O impedimento na comercialização de energia para grande parcela dos consumidores de energia, aqueles vinculados ao mercado cativo, tem estimulado a busca por reduções de custo através da geração da própria energia ou da permuta de crédito da energia gerada por energia consumida. No ano de 2018, entra em vigor uma nova modalidade tarifária para consumidores de baixa tensão, a tarifa branca, que prevê a diferenciação horária dos preços aplicados à energia. Tendo isto em vista, este trabalho busca desenvolver um algoritmo para a operação de bancos de baterias em uma instalação com geração fotovoltaica que permita a permuta ou utilização da energia gerada em horários nos quais ela possua maior valor e verificar a viabilidade desse sistema. Neste caso, a sustentabilidade financeira, já comprovada anteriormente para sistemas com geração distribuída, tem como fator decisivo o desenvolvimento de tecnologias de armazenamento, e a redução do custo devido a escala, a semelhança do que aconteceu com a geração fotovoltaica e eólica.

**Palavras chave:** Armazenamento de energia, geração distribuída, tarifa branca.

## **ABSTRACT**

The impediment in the commercialization of energy for a large portion of the energy consumers, those linked to the captive market, has stimulated the search for cost reductions through own energy generation or credit exchange of energy generated and energy consumed. In 2018, a new tariff modality for low voltage consumers becomes valid, the white tariff, which provides for the hourly differentiation of energy prices. With this in view, this work seeks to develop an algorithm for the operation of battery banks in an installation with photovoltaic generation that allows the exchange or use of the energy generated at times in which it has the highest value and verify the feasibility of this system. In this case, the financial sustainability, previously proven for systems with distributed generation, has as decisive factor the development of storage technologies and the reduction of cost due to scale, similar to what happened with photovoltaic and wind generation.

**Keywords:** Energy storage, distributed generation, white tariff.

## SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO</b>	<b>8</b>
<b>2. CONCEITOS</b>	<b>10</b>
2.1. SISTEMA TARIFÁRIO BRASILEIRO	10
2.2. MODALIDADES TARIFÁRIAS	11
2.3. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	13
2.4. MECANISMO DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA	13
2.5. TRIBUTAÇÃO	17
2.6. GERAÇÃO FOTOVOLTAICA	18
2.7. ARMAZENAMENTO DE ENERGIA	19
<b>3. METODOLOGIA E BASE DE DADOS</b>	<b>22</b>
3.1. RESTRIÇÕES ESTRATÉGICAS	23
3.1.1. Geração Mínima	23
3.1.2. Potencial de Inversão	24
3.1.3. Durabilidade do Sistema	24
3.2. FLUXOGRAMA OPERACIONAL E ESTRATÉGIAS DE ARMAZENAMENTO	24
3.3. PERFIL DE CONSUMO	26
3.4. RECURSO SOLAR	27
3.5. TARIFAS DE APLICAÇÃO	28
3.6. EQUIPAMENTOS	29
3.7. MÉTODO COMPARATIVO	30
<b>4. RESULTADOS</b>	<b>31</b>
4.1. FATURAMENTO CONVENCIONAL	31
4.2. FATURAMENTO DA TARIFA BRANCA COM ARBITRAGEM	32
4.3. ANÁLISE DA VIABILIDADE FINANCEIRA	36
<b>5. CONSIDERAÇÕES FINAIS</b>	<b>38</b>
<b>REFERÊNCIAS</b>	<b>39</b>



## 1. INTRODUÇÃO

No mercado brasileiro de energia elétrica, a compra de energia pelos consumidores finais pode ser realizada de duas formas: através de contratos regulados e através de contratos bilaterais. Os contratos bilaterais, inseridos no Ambiente de Contratação Livre, estão limitados à consumidores do grupo A, que possuem tensão de fornecimento superior à 2,3 kV. Outras restrições também se aplicam, entretanto, o grupo de consumidores objeto deste trabalho é o grupo B, com tensão de fornecimento inferior à 2,3 kV, no qual se enquadra a vasta maioria dos consumidores residenciais e comerciais (CCEE, 2017). Os consumidores do grupo B adquirem energia mensalmente através da distribuidora de energia elétrica ao qual estão conectados. Os preços pagos são reajustados anualmente e seguem critérios estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), órgão regulador do sistema (2010).

Por adquirirem energia a preços regulados, cada vez mais consumidores optam pela geração de energia como forma de redução do orçamento mensal, aderindo ao sistema de compensação de energia elétrica, conforme disposto pelas Resoluções 482 e 687 da ANEEL (2012, 2015). Até o ano de 2017, esta compensação ocorria tendo em vista apenas a entrada e saída de energia do estabelecimento ao longo do período de faturamento, podendo a energia gerada ser abatida da consumida em até 60 meses subsequentes.

Em 2018, passa a ser uma opção aos consumidores do grupo B a adesão à tarifa branca, que diferencia os preços de fornecimento em 3 patamares horários com abrangência estabelecida a cada 4 ou 5 anos na revisão tarifária de cada distribuidora. Esses 3 patamares, chamados de postos tarifários, são classificados em Ponta, Intermediário e Fora de Ponta. Como principal característica deste sistema, tem-se a redução das tarifas no horário Fora de Ponta e a elevação nos demais intervalos, sendo o horário Ponta, com duração de 3 horas consecutivas, o mais caro desses (ANEEL, 2016a).

É usual dentre as distribuidoras que o Horário Ponta tenha seu início no final da tarde, momento onde a geração fotovoltaica, pela pequena incidência solar, não apresenta produção elevada. Desta forma, propõe-se neste trabalho, a inserção de um sistema de armazenamento de energia elétrica, capaz de determinar quando estocar a energia produzida, consumindo o ofertado pela distribuidora à preços mais baratos. Assim o sistema também poderá optar por consumir ou entregar à rede a energia armazenada quando esta estiver em seu posto tarifário mais elevado.

A análise é realizada para um consumidor específico e tem como objetivo a verificação da viabilidade financeira e identificação da condição de funcionamento mais vantajosa ao perfil de consumo estudado.

## 2. CONCEITOS

### 2.1. SISTEMA TARIFÁRIO BRASILEIRO

No Brasil, os consumidores de energia elétrica são classificados entre os grupos A e B, tendo o nível de tensão em que são atendidos como fator discriminante (ANEEL, 2010).

Encontram-se no grupo A as unidades com tensão de fornecimento de 2.300 volts ou mais, além daquelas atendidas por redes subterrâneas. Nesse perfil, enquadram-se, por exemplo, consumidores industriais, centros comerciais e grandes fazendas,

Sendo o foco desse trabalho, unidades atendidas por tensão inferior a 2.300 volts enquadram-se no grupo B, estando divididas em subgrupos tarifários de acordo com a atividade exercida no local da instalação:

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

Para os consumidores de baixa tensão, não elegíveis ao mercado livre de energia, as tarifas de energia (TE) e de uso do sistema de distribuição (TUSD) são aglomeradas em tarifas monômias. Isto é, são aplicadas unicamente ao consumo de energia elétrica ativa da unidade consumidora, em R\$/MWh, observando, quando existente, a distinção entre postos tarifários (ANEEL, 2010).

Três custos distintos compõe as tarifas: o da energia gerada ou adquirida pela distribuidora, o do transporte de energia através da transmissão ou distribuição e o de encargos setoriais. Os custos de energia e transporte compõe, respectivamente, a TE e a TUSD, enquanto os encargos estão distribuídos entre as duas tarifas (ANEEL, 2010).

Para o cálculo tarifário, a ANEEL divide as tarifas em duas outras parcelas: A e B. A parcela A engloba os chamados custos não gerenciáveis, os quais compreendem os custos com compra, geração e transmissão de energia, bem como os encargos setoriais, sobre os quais a distribuidora não obtém ganhos líquidos. A parcela B engloba os custos gerenciáveis, e refere-se aos custos sistema de distribuição de energia que, embora regulados, representam a remuneração da distribuidora pelos serviços prestados, basicamente composto pelas despesas operacionais e as despesas de capital. (ANEEL, 2011).

Embora não sejam componentes tarifários, o PIS/COFINS, o ICMS e a Contribuição para Iluminação Pública são respectivamente cobrados pelos Governos Federal, Estadual e Municipal, representando, segundo a ANEEL, cerca de 29,5% dos custos de um consumidor (ANEEL, 2018a).

Além desses custos recorrentes, desde 2015, está em vigor o Sistema de Bandeiras Tarifárias (ANEEL, 2013), que tem como objetivo repassar ao consumidor as flutuações mensais na geração de eletricidade pelo SIN, levando em conta o risco hidrológico avaliado pelo Operador Nacional do Sistema - ONS.

O sistema é dividido em 4 patamares, sendo suas características e os preços vigentes em julho de 2018 os seguintes:

- Bandeira Verde: condições favoráveis à geração, sem ocorrência de acréscimo à tarifa de energia;
- Bandeira Amarela: condições menos favoráveis à geração, acréscimo de R\$ 10,00/MWh à tarifa de energia;
- Bandeira Vermelha Patamar 1: condições custosas de geração, com acréscimo de R\$ 30,00/MWh à tarifa de energia;
- Bandeira Vermelha Patamar 2: condições muito custosas de geração, com acréscimo de R\$ 50,00/MWh à tarifa de energia.

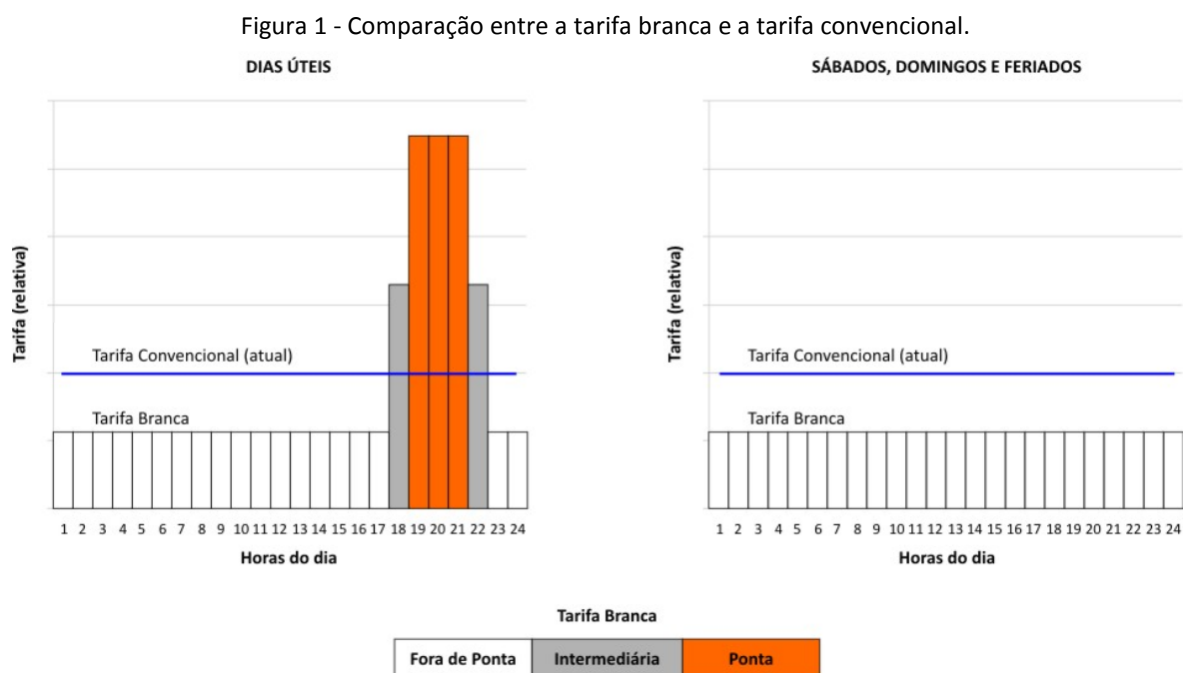
A bandeira de cada mês é anunciada com alguns dias de antecedência pela ANEEL, conforme perspectivas de geração e afluências. Quanto mais geração de origem hidráulica for despachada pelo Operador Nacional do Sistema, com a consequente minimização do despacho de usinas térmicas, mais favorável será o preço da energia gerada.

## 2.2. MODALIDADES TARIFÁRIAS

Para consumidores do grupo B, duas modalidades tarifárias são disponíveis: a convencional monômnia e a branca (ANEEL, 2010).

A tarifa convencional monômnia aglomera todos os componentes tarifários à exceção de tributos e iluminação pública em uma tarifa de aplicação vinculada ao consumo, independentemente da hora de sua utilização. Nesta modalidade estavam incluídos todos os consumidores do grupo B até janeiro de 2018.

A tarifa branca, nova opção aos consumidores do grupo B que não pertencem ao subgrupo B4 ou as subclasses de Baixa Renda, tem como característica principal a diferenciação de tarifas por horário de consumo. Nesta modalidade, o dia está dividido em três períodos, sendo eles Ponta, Fora Ponta e Intermediário, como mostra a Figura 1.



Fonte: ANEEL (2018a).

Cada um destes postos horários é atendido por uma tarifa de energia (TE) e uma tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD), ambas faturadas em reais por megawatt hora (R\$/MWh).

O posto tarifário ponta é composto por 3 horas consecutivas definidas pela distribuidora e aprovadas pela ANEEL conforme a curva de carga da distribuidora. Não se aplica à sábados, domingos e feriados nacionais. O posto intermediário é conjugado ao posto tarifário ponta, sendo usualmente, composto pela hora anterior e pela hora imediatamente posterior ao posto tarifário ponta. O posto tarifário fora de ponta compreende o período complementar aos postos de ponta e intermediário.

Para adesão à tarifa branca em 2018, estabeleceu-se o requisito mínimo de consumo médio mensal de 500 kWh. Em 2019, estarão aptos aqueles com consumo médio acima de 250 kWh, enquanto para 2020 deixam de existir requisitos mínimos (ANEEL, 2016a).

### 2.3. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Denomina-se geração distribuída a utilização de geradores de pequeno porte localizados próximos dos centros de consumo, proporcionando a aproximação entre a fonte de energia e suas cargas (ANEEL, 2016b).

Os geradores empregados podem utilizar desde recursos fósseis aos renováveis, gerando diferentes impactos socioambientais. Entretanto, como benefícios essenciais deste conceito, pode-se destacar a descentralização da geração, que reduz perdas e aumenta a confiabilidade da rede, a diversificação da matriz energética e também a redução na necessidade de grandes investimentos de transmissão e geração.

Entretanto, este sistema aumenta a complexidade da operação e regulamentação. A Resolução Normativa – REN nº 482/2012, de 17 de abril de 2012 (ANEEL, 2012), estabeleceu as condições gerais à utilização deste recurso e criou as regras de contabilização da energia entregue por consumidores à rede da distribuidora, denominado mecanismo de compensação de energia elétrica, chamado de *net metering* em inglês. Um novo processo regulatório ocorreu através da Resolução Normativa – REN nº 687/2015 (ANEEL, 2015), que revisou a REN nº 482/2012 e adequou o módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) e a REN nº 414/2010, ampliando o acesso à geração distribuída e integrando-a às condições gerais de faturamento.

### 2.4. MECANISMO DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA

Dentre as regras estabelecidas na REN nº 482, está o mecanismo de compensação de energia elétrica, que estabelece as condições de faturamento para a energia injetada na rede através da geração distribuída e estabelece regras de compensação entre unidades que compartilhem de um mesmo projeto de geração. Esta segunda situação não é relevante para a discussão apresentada neste trabalho, uma vez que a abordagem envolverá apenas projetos para uma unidade consumidora.

De forma geral, determina-se a energia a ser faturada mensalmente através da diferença entre geração e consumo da unidade. Além disso, o mecanismo determina que, quando a energia gerada for superior à consumida, o excedente seja utilizado no abatimento de outro posto tarifário, quando existir tarifação horária, ou nos próximos meses de faturamento, perdurando como crédito por até 60 meses.

É importante ressaltar que, quando abatida em outro posto tarifário, a razão entre a Tarifa de Energia (TE) do posto de geração e a Tarifa de Energia (TE) do posto de abatimento é utilizada como fator de correção da energia, multiplicando o montante original.

Para qualquer modalidade tarifária de baixa tensão, o custo de disponibilidade será cobrado sempre que o consumo líquido for inferior à disponibilidade referente à ligação da unidade. Estes montantes são iguais a 30 kWh para unidades de ligação monofásica, 50 kWh para unidades de ligação bifásica, e 100 kWh para unidades de ligação trifásica.

É importante ressaltar que, mesmo sob tarifa branca, o custo de disponibilidade utiliza a tarifa da modalidade convencional em seu cálculo, sem discriminação de postos tarifários. Neste caso, compara-se o custo financeiro da disponibilidade, uma vez que uma unidade com consumo menor que 100 kWh consumidos apenas na ponta pode ter custo maior que o de 100 kWh sob tarifa convencional.

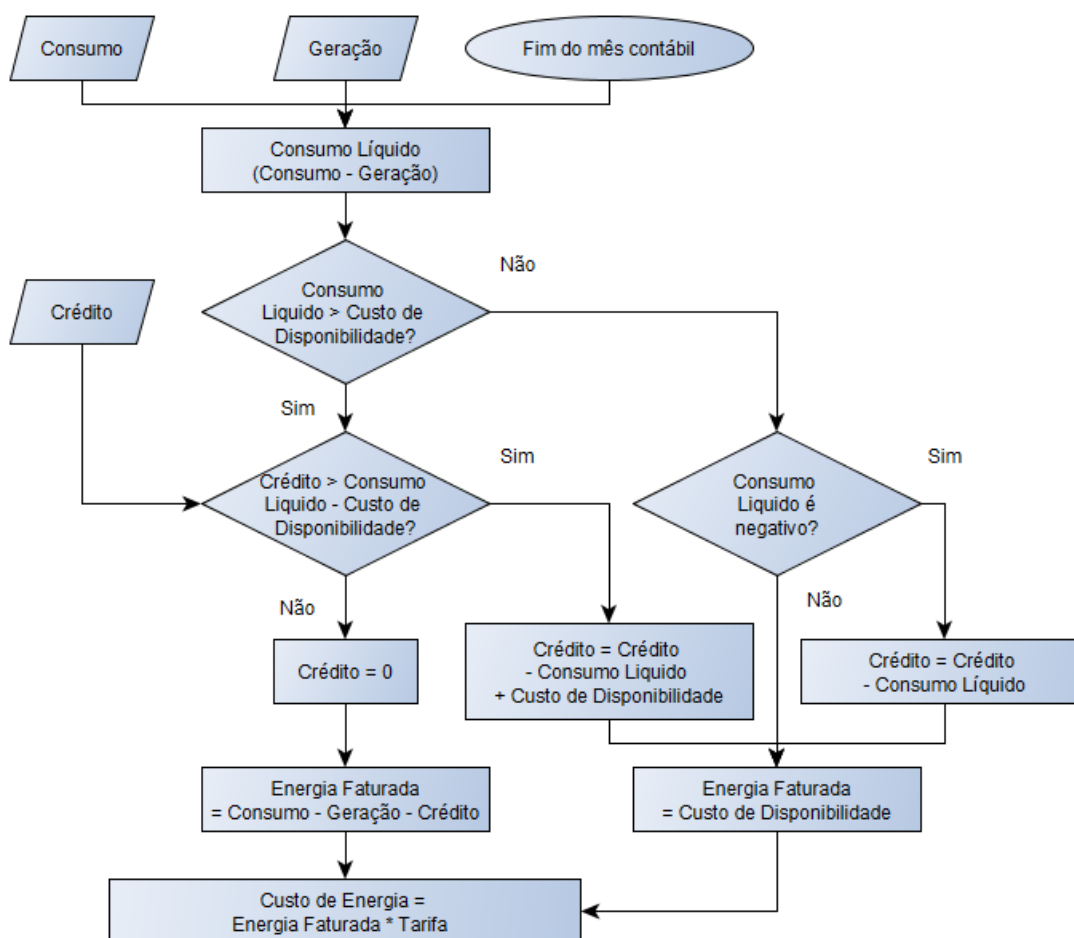
Analogamente, unidades do grupo A ainda devem arcar com os custos referentes à demanda, contabilizado de maneira independente ao consumo.

Tendo em vista que este trabalho aborda unidades de baixa tensão, a Figura 2 mostra o fluxograma de faturamento de uma unidade sob modalidade convencional com geração.

À exceção das variáveis Custo de Energia e Tarifa, que devem ser, respectivamente, valoradas em R\$ e R\$/kWh, todos os outros itens são contabilizados como kWh. Ao final do mês contábil, são variáveis de entrada do faturamento os montantes de Consumo, Geração e Crédito acumulado nos últimos 60 meses.

As tarifas vigentes para a distribuidora, o custo de disponibilidade referente à instalação e os tributos aplicáveis serão condicionadores deste processo. Para simplificação, foram omitidas as aplicações de tributos, discutidas em **2.5** e a composição da tarifa, abordada em **2.1**.

Figura 2 - Fluxograma de faturamento para unidade com geração sob tarifa convencional.



Fonte: O Autor (2018).

A adesão à tarifa branca implica na discriminação da tarifa de maneira horária, as Figuras 3 e 4 apresentam, em duas etapas, o faturamento mensal de uma unidade com consumo e geração distribuída com adesão a esta nova modalidade.

Diferentemente da tarifa convencional, o crédito de energia dentro do ciclo de faturamento deve ser contabilizado por posto tarifário (ponta, intermediário e fora da ponta). As variáveis C1 (ponta), C2 (intermediário) e C3 (fora da ponta) representam os excedentes gerados em cada um dos postos e irão compor o crédito a ser redistribuído em um posto tarifário sem excedentes ou a ser considerado pela distribuidora, quando necessário, ao longo dos próximos 60 meses. O fluxograma exemplifica como é realizada a compensação entre postos tarifários mencionada anteriormente nesta seção (ANEEL, 2016b).

Avaliado o consumo líquido e agrupados os créditos gerados por posto tarifário, o faturamento irá deduzir o crédito dos postos que ainda possuem consumo líquido positivo. Se o crédito for zerado, compara-se o faturamento parcial com o custo de disponibilidade,



aqui avaliado em R\$, uma vez que considera a tarifa convencional em seu cálculo. Um faturamento parcial superior ao custo de disponibilidade, torna-se o faturamento final. Para o caso no qual o faturamento parcial é menor que o custo de disponibilidade ou a energia gerada é maior que a consumida, fatura-se o custo de disponibilidade, postergando a aplicação do crédito em até 60 meses, conforme necessidade.

Figura 3 - Parte 1 do fluxograma de faturamento de unidade com geração sob tarifa branca.

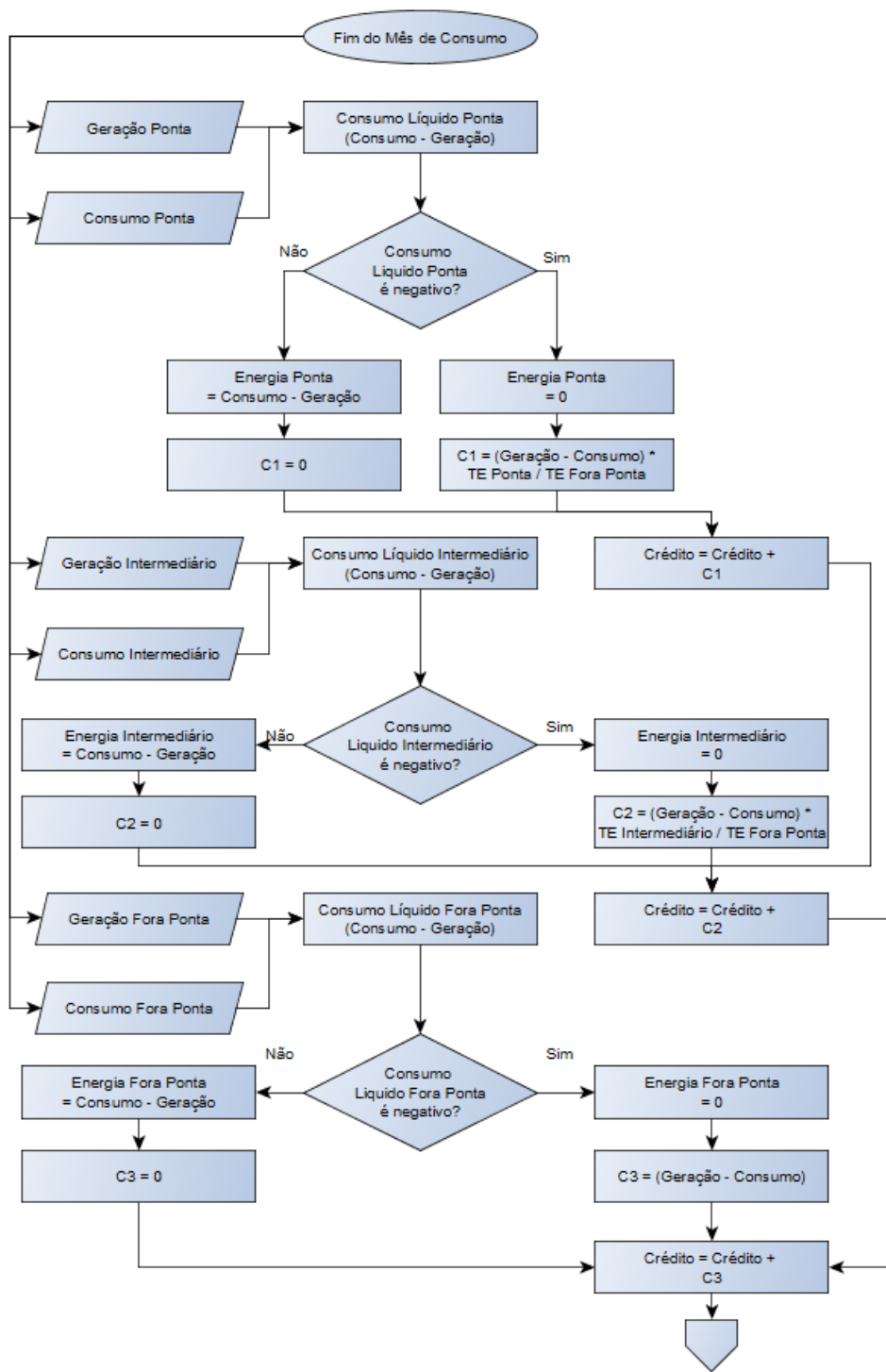
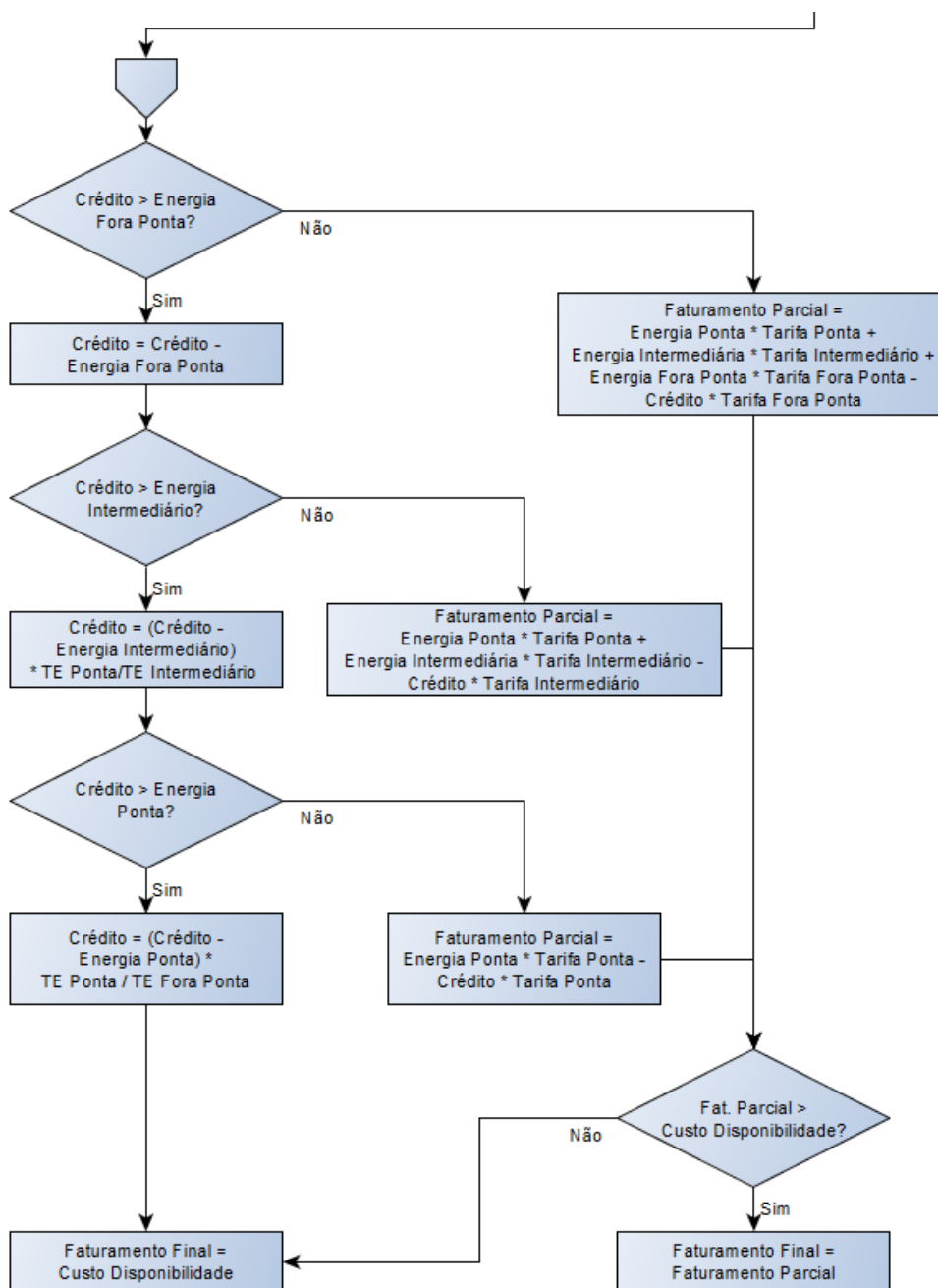


Figura 4 - Parte 2 do fluxograma de faturamento de unidade com geração sob tarifa branca.



Fonte: O Autor (2018).

## 2.5. TRIBUTAÇÃO

Em 2015, o Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ) celebrou, através do Convênio nº 16/15 com os Estados e o Distrito Federal, a autorização para isentar o ICMS de operações de compensação de energia elétrica para a Geração Distribuída em empreendimentos de até 1MW quando da geração instalada no local de consumo (CONFAZ, 2015).

Assim, a tributação da fatura de distribuição de energia elétrica passa a ser, nos estados signatários, apenas incidente sobre o volume líquido de energia consumido.

## 2.6. GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

A geração de energia elétrica através dos painéis fotovoltaicos tem crescido de maneira exponencial no Brasil. Dados do Ministério de Minas e Energia (MME) de outubro de 2017 apontavam 428 MW instalados em todo sistema brasileiro, sendo 126,6 MW provenientes de empreendimentos de geração distribuída. No final dos anos de 2016 e 2015, a potência total instalada era, respectivamente, de 84,7 e 32 MW (MME, 2017).

Além do incentivo fiscal à geração distribuída, a geração fotovoltaica é beneficiada pela isenção de Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI), isenção de ICMS na circulação de componentes para aproveitamento de energia solar, redução no imposto de importação e outros benefícios como inclusão em programas de financiamento do BNDES (MME, 2017).

Mesmo com a redução proveniente dos incentivos, a instalação de um sistema de geração fotovoltaica depende de um investimento financeiro muito superior à fatura mensal de energia do consumidor. O quilowatt-pico (kWp) instalado pode custar entre R\$ 7.000 e R\$ 13.000 (MME, 2017). A potência de uma instalação de geração solar é expressa em kWp e representa a potência gerada pelo sistema quando submetida à radiação de 1.000 W/m<sup>2</sup> sob condições específicas de temperatura, pressão e densidade do ar.

Para entender a relação de investimento com o custo mensal de um consumidor, pode-se analisar fatores médios no cenário brasileiro.

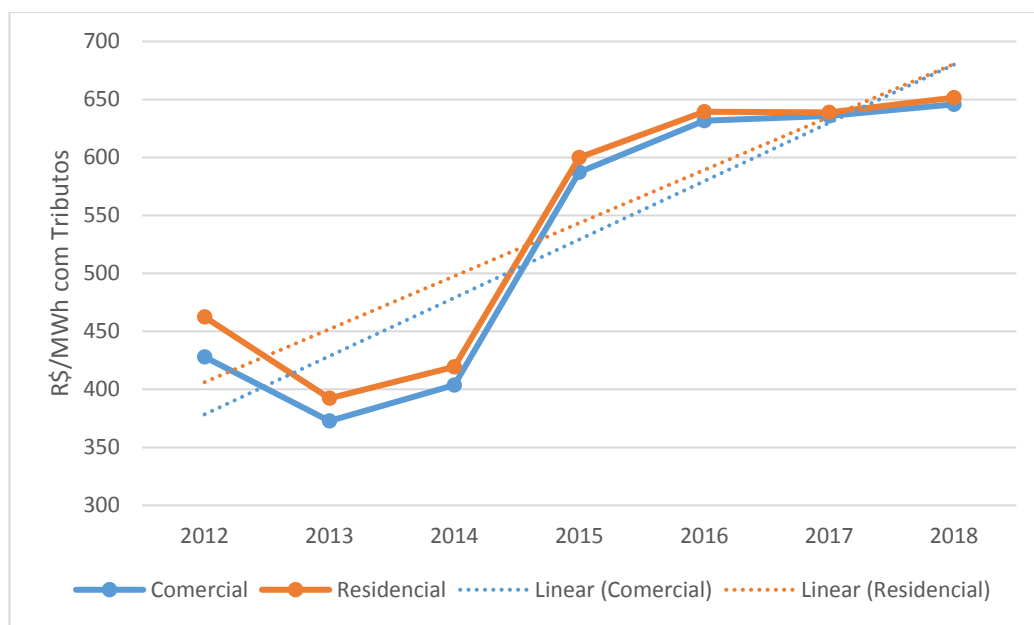
A irradiação média anual brasileira varia entre 1.200 e 2.400 kWh/m<sup>2</sup> (MME, 2017). Com células de eficiência próxima de 16%, é possível gerar, em média, de 192 a 384 kWh/m<sup>2</sup>/ano. Nestas condições, uma instalação de 4,3 kW de potência nominal, também chamada de kWp (quilo-watt-pico), ocuparia 6,25 m<sup>2</sup> e geraria entre 1200 e 2400 kWh/ano, suprimindo um consumo mensal de 100 a 200 kWh.

A fatura de energia de um consumidor comercial de baixa tensão antes da instalação da geração com consumo de 200 kWh mensal custa em média 130 Reais com tributos. Assim, a instalação de um sistema de geração por R\$ 20.000,00 custaria cerca de 150 vezes o custo variável mensal com energia deste consumidor.

Entretanto, a análise desses custos ao longo do tempo aponta para crescente viabilidade da geração distribuída de origem fotovoltaica.

A Figura 5 mostra a evolução das tarifas médias das classes comercial e residencial ao longo dos últimos 7 ciclos tarifários. Desde 2012, as tarifas foram reajustadas, anualmente, à taxa de aproximadamente 7,1%. Totalizando 51% de elevação na tarifa média em 6 anos (ANEEL, 2018b).

Figura 5. Evolução da tarifa monômnia de baixa tensão.



Fonte: O Autor (2018)

Nota: Dados obtidos no Sistema de Apoio à Decisão (ANEEL, 2018b)

Recentemente, em dezembro de 2017, no leilão A4 de Energia Nova, empreendimentos de energia solar bateram recorde na queda de preços, atingindo a relação de R\$ 143,50 por MWh gerado, em contratos de 20 anos. Entretanto, em abril de 2018, o recorde foi superado em novo leilão, que praticou preços de R\$ 117 por MWh. A redução é reflexo da evolução da tecnologia e aumento de incentivos para esta fonte de energia e evolui no sentido contrário aos índices inflacionários (ANEEL, 2018c).

Assim, os custos crescentes na tarifa do consumidor final e a redução drástica de preços de geração solar tornam a alternativa cada vez mais atrativa.

## 2.7. ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

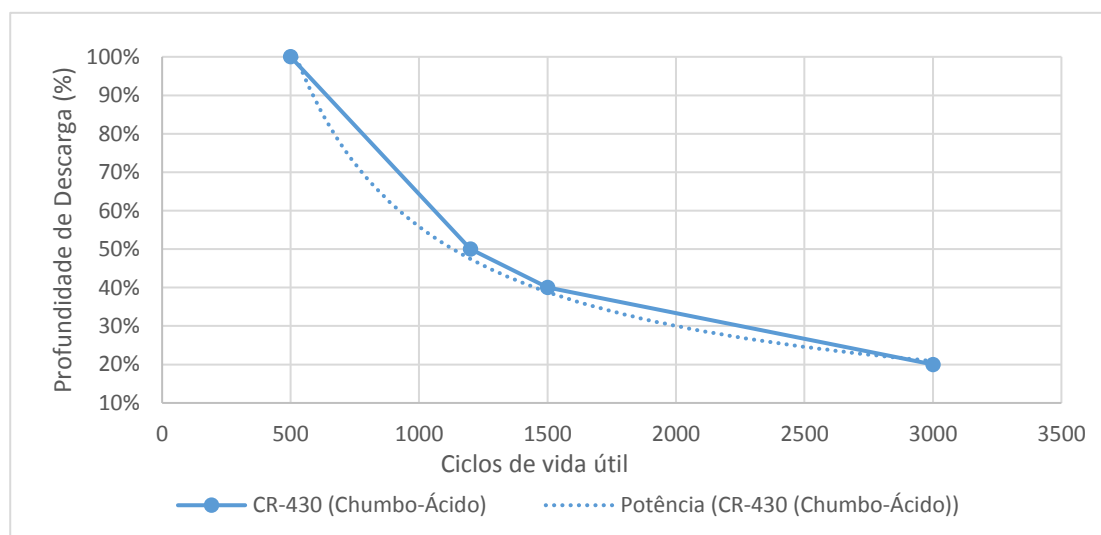
O armazenamento de energia elétrica tornou-se usual em nosso dia-a-dia com a crescente expansão do segmento de portáteis. Atualmente, o desenvolvimento de veículos elétricos trouxe nova dimensão aos sistemas de armazenamento de energia e incentivou maior competitividade neste setor.

Constantemente, novas combinações químicas são exploradas visando maior densidade energética (kWh/kg) e maior durabilidade. Entretanto, são as baterias de chumbo-ácido e íons-lítio as mais utilizadas dentre aquelas que permitem recarga (COSTA E SILVA, BORTONI, 2016).

As baterias de chumbo ácido, embora comercializadas em sistemas com custos próximos de US\$ 130 por kWh<sup>1</sup>, possuem densidade energética inferior às de íon-lítio e durabilidade altamente dependente da profundidade de descarga exercida (COSTA E SILVA, BORTONI, 2016).

A Figura 6 relaciona durabilidade, em ciclos de descarga, com a profundidade média exercida pelos ciclos de carga e descarga de uma bateria do fabricante Crown (2018).

Figura 6 - Vida útil de uma célula de bateria de chumbo-ácido.



Fonte: O Autor (2018)

Nota: Dados obtidos do catálogo de especificações da bateria CR-430 (CROWN BATTERY, 2018)

As baterias de íon-lítio, embora comercializadas atualmente à preços em torno de US\$ 400 por kWh<sup>1</sup>, costumam ser ofertadas com garantias de ao menos 10 anos mesmo com profundidades de descarga de até 95%.

Se comparadas as densidades energéticas de cada bateria, uma bateria de íon-lítio produzida pelo fabricante *LG Chem* (2018) armazena 114 Wh por kg, com capacidade total de 65,2 kWh, enquanto a bateria CR-430 do fabricante *Crown Battery* (2018) apresenta densidade energética de 56 Wh/kg, considerando uma célula de capacidade de 3,15 kWh, associável à mais células para obtenção de um banco de maior capacidade.

<sup>1</sup> Preços coletados através da página [www.wholesalesolar.com](http://www.wholesalesolar.com). Acesso em 10 abr. 2018.

Desta forma, nos últimos anos, a indústria voltou-se ao aprimoramento das células de íon-lítio e espera-se que seus custos, como já ocorreu nos últimos anos, mantenham-se em queda, podendo atingir a marca de até US\$ 131 por kWh de capacidade em 2020 (BERCKMANS *et al*, 2017).

A implementação de sistema de armazenamento de energia elétrica como forma de gerenciamento energético do consumidor tem como principais benefícios a influência em dois fatores qualitativos e dois quantitativos (COSTA E SILVA, BORTONI, 2016, p. 57).

De característica qualitativa, mas com possíveis consequências financeiras, o aumento da qualidade e da confiabilidade da energia consumida são assegurados pela disponibilidade energética em oscilações e falhas da rede.

De característica quantitativa, com impacto financeiro direto no orçamento energético do consumidor, estão o controle de demanda e a arbitragem energética.

O controle de demanda, disponível apenas aos consumidores ligados em alta tensão, consiste no bloqueio de picos de demanda de potência da rede, com a finalidade de redução nos custos requisitados pelas tarifas expressas em R\$/kW.

Recentemente disponível também aos consumidores de baixa tensão através da tarifa branca, a arbitragem energética consiste no deslocamento do consumo ou geração no tempo, armazenando energia em períodos de preços baixos para descarregá-la à rede em momentos de preços elevados. Esta estratégia será abordada neste trabalho, buscando não apenas a vantagem financeira em relação à não-adoção do armazenamento, mas também como forma de mitigação do investimento quando este faz-se necessário pelos dois motivos qualitativos mencionados.

### 3. METODOLOGIA E BASE DE DADOS

O desenvolvimento de tecnologias de geração e armazenamento voltadas ao consumidor de baixa tensão amplia a possibilidade de estratégias a serem adotadas para diferentes perfis de consumo. A aprovação de benefícios fiscais à projetos de GD, a tarifação horária e demais alterações regulatórias abrem caminho à especulação quanto a essas estratégias, cujas análises de viabilidade tem como fator determinante comum a redução de custos com energia.

Desta forma, propõe-se a análise da adesão à tarifa branca associada ao gerenciamento de carga viabilizado por sistema de armazenamento como forma de potencialização de investimentos de geração. Sendo assim, busca-se a melhoria de performance financeira destes sistemas, especialmente aqueles que se encontram em possíveis situações limitadoras, sendo elas:

- indisponibilidade de área para ampliação da geração solar;
- necessidade de confiabilidade para operação;
- limite de potência devido à instalação de baixa tensão.

Para exploração dessas possibilidades, o sistema é abordado de duas formas: a elétrica e a energética.

Uma vez que a inserção de um dispositivo de armazenamento torna o sistema mais complexo, as relações elétricas entre os componentes de cada um dos sistemas abordados são fundamentais na determinação dos montantes de energia desperdiçados nas possíveis conversões realizadas. Desta maneira, uma das etapas iniciais do projeto é a modelagem matemática da interação entre a rede de distribuição, as fontes geradoras, os dispositivos de armazenamento e a rede interna do consumidor.

Esse fator, associado à coleta de custos de investimentos iniciais, de curvas de consumo e geração, compreendem a parte inicial do projeto. Neste momento, predomina a pesquisa e organização dos dados elétricos e financeiros que embasarão o estudo energético do problema. Não é escopo deste trabalho detalhar a forma de gerenciamento e controle do sistema de geração - armazenamento – consumo do consumidor.

Como relação energética, dá-se a conversão, ou tradução, de energia em valor monetário. Essa situação é evidente nas compensações através de *net-metering*, observando os postos tarifários nos quais a energia é utilizada ou cedida. Também se evidencia essa

relevância quando ao invés de adquirir energia, consome-se a gerada localmente.

Para determinação deste fluxo financeiro, deve-se organizar a relação de trocas em cada um dos sistemas propostos.

Um consumidor sem geração, ligando em baixa tensão, apenas recebe energia da rede à qual está conectado, desta forma, o fluxo financeiro se dá de maneira simples e é traduzido em um custo mensal pago pelo consumidor na fatura de energia.

Ao consumidor que gera sua parte ou a totalidade da energia que necessita, chamado internacionalmente de *prosumer*, é necessário verificar o balanço energético entre geração e consumo e, caso isto ocorra sob tarifação branca, o momento no qual ocorre o excedente de cada um dos fatores.

Estas duas primeiras análises podem ser realizadas através de ferramentas que utilizem tabelas para processamento de dados, uma vez que não há tomada de decisão envolvida no processo.

Para desenvolvimento e análise de um sistema com geração e armazenamento que tenha como objetivo a redução de custos através da exploração dos postos tarifários, faz-se necessário o planejamento de um fluxo de tomada de decisões. Quando é vantajoso armazenar energia, consumindo através da rede de distribuição e quando é vantajoso utilizar a energia armazenada ou até mesmo entregá-la à rede.

### 3.1. RESTRIÇÕES ESTRATÉGICAS

#### 3.1.1. Geração Mínima

A adoção da estratégia de deslocamento do período de injeção de energia na rede associada à maior valoração desta energia pode trazer prejuízos ao *prosumer*. Caso este não seja capaz de entregar à rede, ao longo do mês, o necessário para cobrir seu consumo nos períodos onde a energia é mais cara, não há operacionalidade desta estratégia.

Assim, determina-se como requisito a geração mensal dos consumos somados de ponta e intermediário nestes respectivos horários. Nesta situação, é aceitável que exista consumo líquido positivo em horário intermediário, desde que compensado com a geração excedente no horário de ponta. A análise do perfil específico de cada mês pode ser importante caso exista sazonalidade relevante de consumo e geração.

Usualmente, a geração no inverno é prejudicada pela diminuição do período de luz solar. Da mesma maneira, as temperaturas baixas podem contribuir para a redução de



consumo em ambientes com carga de climatização.

### **3.1.2. Potencial de Inversão**

A capacidade de injeção de potência à rede pode ser limitante ao projeto, tendo em vista a possibilidade de um inversor previamente dimensionado à instalação de geradores solares. Entretanto, uma vez que a injeção através da resposta em demanda é controlada, a inversão de energia proveniente do armazenamento manterá as mesmas restrições de potência, salvo exceções como a limitação de descarga do próprio sistema de armazenamento. Assim, as potências utilizadas limitam-se arbitrariamente à descarga de 20% da capacidade de armazenamento por hora, e à 100% da capacidade de inversão do sistema já existente de geração.

### **3.1.3. Durabilidade do Sistema**

Os sistemas de armazenamento de energia de custos mais acessíveis costumam ser compostos de células químicas com durabilidade entre 1500 e 1800 ciclos para profundidades de descarga de 50%. Desta forma, deve-se comparar o investimento neste equipamento levando em consideração a durabilidade de outros investimentos, como o de ampliação do potencial de geração. Baterias de íon-lítio são ofertadas pelos fornecedores com a garantia de 70% da capacidade ao final de 10 anos de uso (LG CHEM, 2018).

O estudo, portanto, aborda um sistema com a utilização de baterias de associação íon-lítio e compara seus resultados com o dimensionamento de baterias de chumbo-ácido suficientemente maiores para que a profundidade de descarga permita determinada durabilidade, mantendo, como premissa, a razão abordada em **2.7**.

Se provada maior atratividade, pela simples comparação de custo de capital, o estudo abordará perdas e demais características elétricas das células de chumbo-ácido.

## **3.2. FLUXOGRAMA OPERACIONAL E ESTRATÉGIAS DE ARMAZENAMENTO**

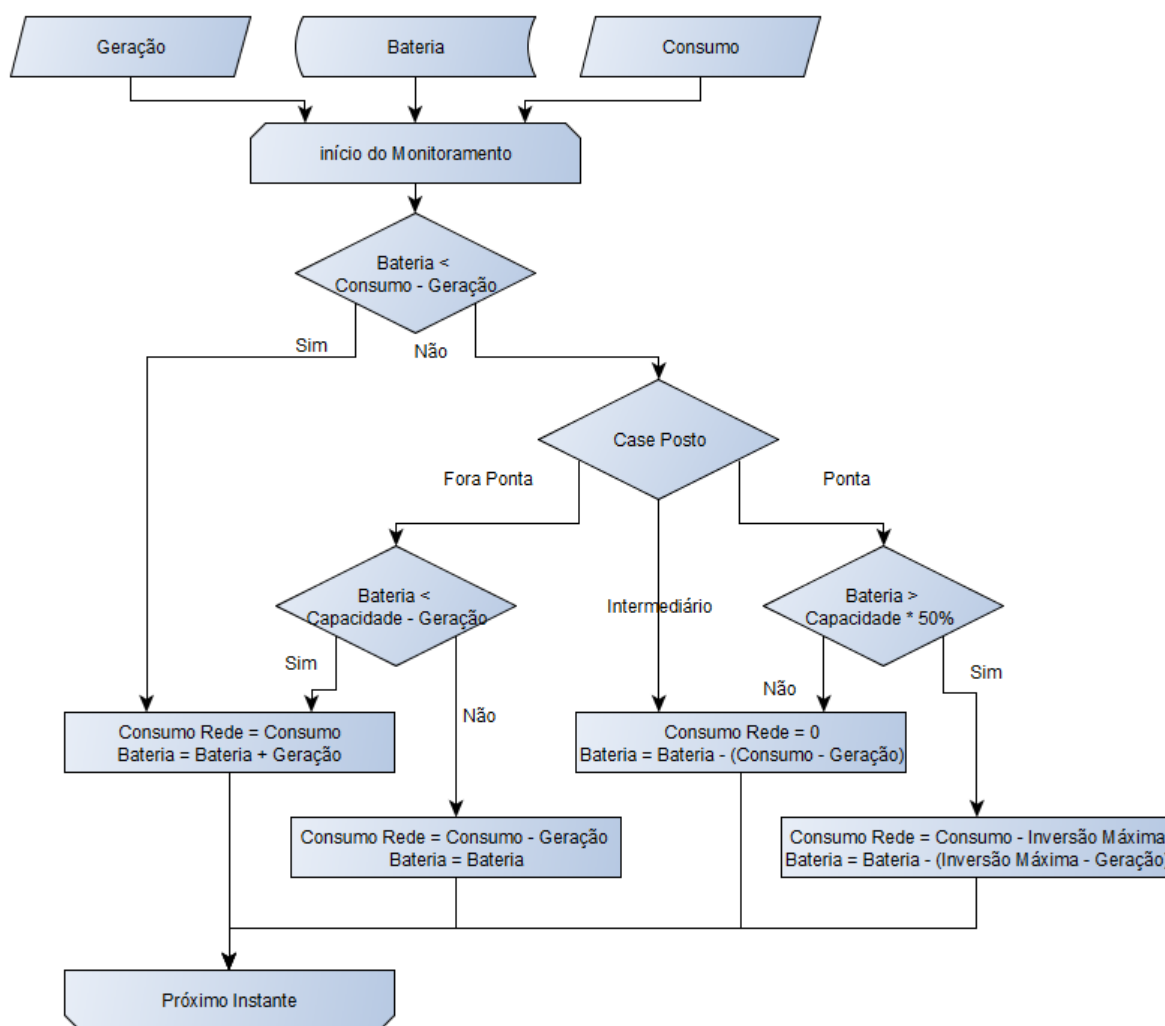
Para simulação do sistema de resposta à demanda, foi desenvolvido um algoritmo, cujo processo de atuação é apresentado na Figura 7.

Dada sua inicialização, o sistema utiliza parâmetros iniciais para determinar a maneira como deve operar proporcionando máxima injeção de potência na rede em horário ponta associada à preservação da vida útil das células de armazenamento utilizadas.

Desta forma, os valores de capacidade mínima e máxima, associados à capacidade real do sistema, estabelecem, respectivamente, quando será impedida a descarga ou o armazenamento, impedindo a danificação do sistema, bem como a falta de suprimento em algum momento de necessidade.

Com a relação de proteção estabelecida, o fluxo de controle tem como principal parâmetro o posto tarifário do presente instante no tempo, associado a potências de geração, consumo e à carga armazenada neste mesmo instante.

Figura 7 - Fluxograma de operação proposto ao armazenamento.



Fonte: O Autor (2018).

Para o posto tarifário fora de ponta, é necessário verificar se o armazenamento atingiu seu limite e toda geração deve ser entregue à rede. Caso contrário, tem-se como definição o armazenamento contínuo de toda energia gerada.

Para o posto tarifário intermediário, cuja energia tem o mesmo custo que o posto fora

de ponta, mas cujos encargos associados ao consumo são moderadamente elevados, o sistema irá priorizar o atendimento à demanda sem uso de energia da rede. Assim, dois cenários são possíveis: a entrega de excedente de geração à rede ou o suprimento da demanda pela soma de geração e descarga da bateria.

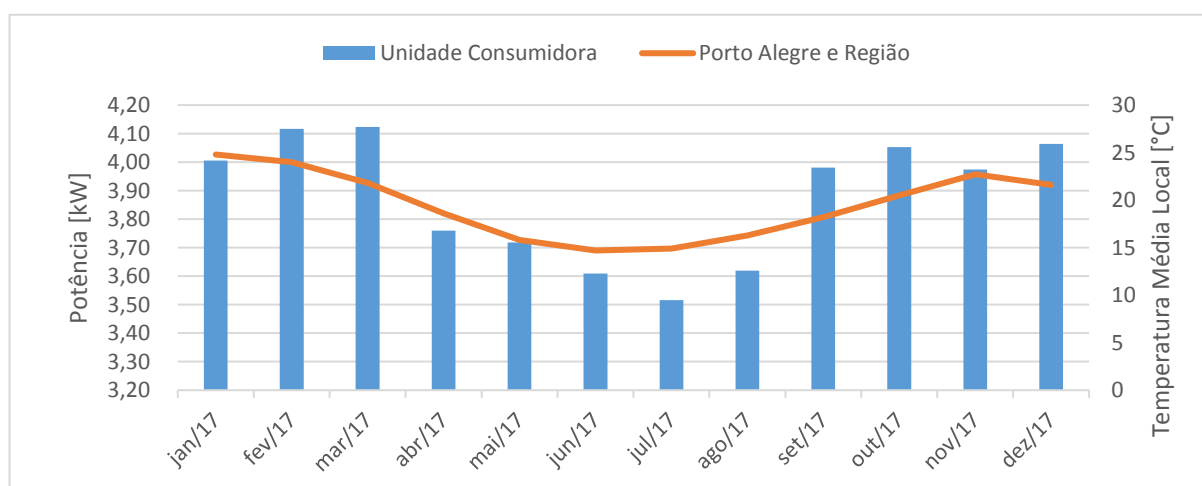
Durante o posto tarifário de ponta, vislumbra-se a geração de excedentes energéticos. Assim, o sistema entrega a máxima potência possível à rede, até que o armazenamento atinja um nível crítico à confiabilidade do fornecimento futuro, isto é: a energia será entregue de maneira ostensiva apenas enquanto o armazenamento estiver 50% completo. Este percentual é alterável conforme as necessidades energéticas do consumidor.

### 3.3. PERFIL DE CONSUMO

Para verificação da operacionalidade e simulação do sistema, é utilizado o perfil de consumo de uma unidade consumidora do subgrupo B3, que exerce atividade comercial de tele atendimento e cuja carga é composta, em sua maioria, por sistemas de climatização, computadores e iluminação. A motivação desta escolha é de caráter sigiloso.

Seu consumo é sazonal, sendo proporcional à variação anual de temperatura, como mostra a Figura 8.

Figura 8 - Potência e temperatura média mensal.

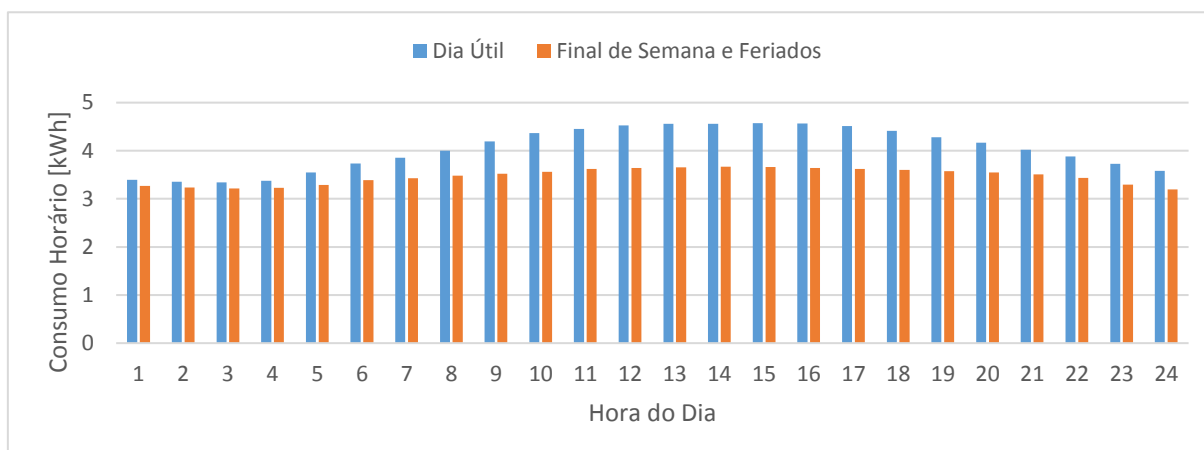


Fonte: O Autor (2018).

Nota: Dados de consumo obtidos de sistema de telemetria da unidade consumidora, dados de temperatura obtidos em INMET (2018).

Diariamente, a unidade tem seu consumo concentrado em horário comercial e fora de ponta. A Figura 9 mostra o consumo médio por hora para um período de um ano.

Figura 9 - Comportamento do consumo diário.



Fonte: O Autor (2018)

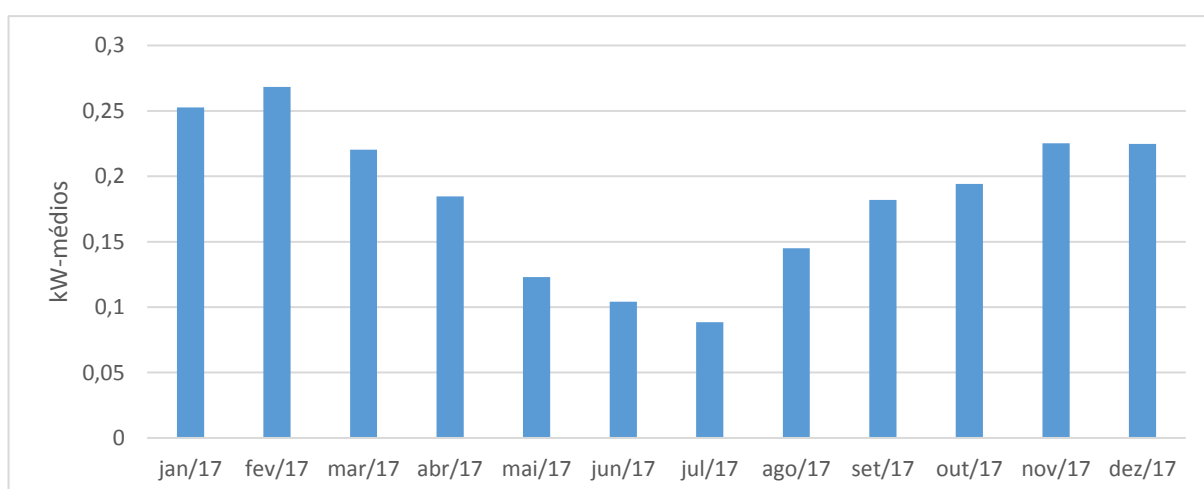
Em termos quantitativos, esta unidade consome, em média, 93,04 kWh por dia com um desvio padrão de 9,45 kWh, tendo consumido, ao longo do ano de 2017, no mínimo 65,73 kWh e no máximo 113,26 kWh em um único dia.

Como premissa para este trabalho, são utilizados os dados horários de consumo do ano de 2017 para projeção do comportamento da carga ao longo dos anos subsequentes.

### 3.4. RECURSO SOLAR

A radiação global em uma localidade no estado do Rio Grande do Sul é utilizada como referência ao potencial de geração (INPE, 2018). A Figura 10 mostra a expectativa de geração por hora para um perfil anual, considerando a instalação de 1 kWp.

Figura 10 - Expectativa de geração horária (perfil anual)



Fonte: O Autor (2018).

A potência instalada será variável controlável deste estudo, permitindo a análise da

implementação de um sistema de armazenamento de energia a partir de diferentes pontos de cobertura de carga por geração distribuída.

### 3.5. TARIFAS DE APLICAÇÃO

Uma vez que o estudo utiliza como premissa de geração a irradiação no estado do Rio Grande do Sul e uma unidade consumidora localizada no município de Porto Alegre como referência de perfil de consumo, as tarifas aplicadas a este estudo são as da Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE-D). São abordados apenas os custos variáveis da fatura, diretamente dependentes do consumo líquido verificado pela distribuidora.

Para o ciclo de 2018, as tarifas de aplicação para a classe consumidora B3, nas modalidades convencional e branca (ANEEL, 2017), são apresentadas nas Tabelas 1 e 2. Os valores de ICMS e PIS/CONFINS foram considerados de 30% e 5%, respectivamente. Em um cenário real, o percentual de PIS/COFINS possui variação mensal.

Tabela 1 - Tarifa Branca (R\$/MWh)

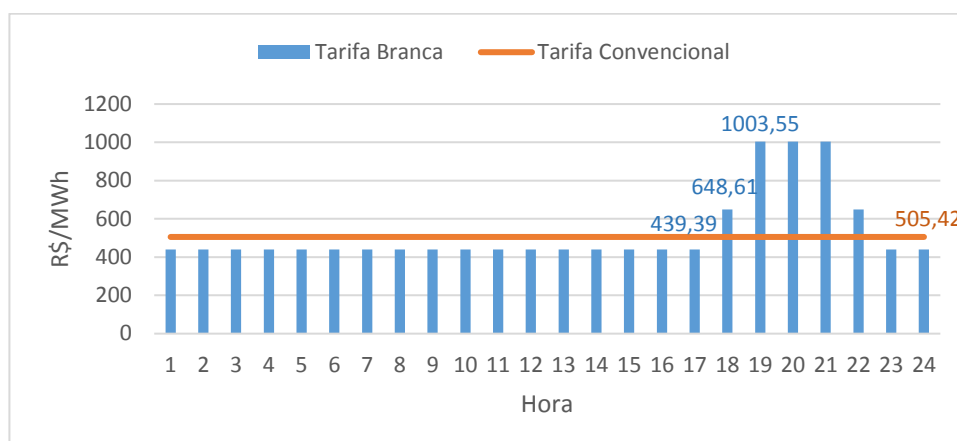
<b>Posto Tarifário</b>	<b>Ponta</b>	<b>Intermediário</b>	<b>Fora Ponta</b>
TE	406,04	260,32	260,32
TUSD	597,51	388,29	179,07

Tabela 2 - Tarifa Convencional (R\$/MWh)

<b>Posto Tarifário</b>	<b>Todos Horários</b>
TE	232,96
TUSD	272,46

Assim, a tarifa branca nesta concessão, tem seus postos tarifários compreendidos conforme a Figura 11, em acordo com a distribuição dos postos tarifários determinados pela revisão tarifária periódica homologada em 16 de novembro de 2016 (ANEEL, 2016c).

Figura 11 - Tarifa horária ao subgrupo B3 em um dia útil.



Fonte: Adaptado de ANEEL (2016c).

### 3.6. EQUIPAMENTOS

Os custos de capital associados à implementação e manutenção de serviços de armazenagem e geração foram obtidos através de consulta à fornecedores e suas médias são apresentadas na Tabela 3.

Tabela 3 – Custo esperado na implementação das tecnologias.

Tecnologia	Chumbo-Ácido	Íon-Lítio	Geração Solar
Precificação	US\$/kWh	US\$/kWh	R\$/kWp
Investimento	132,0	402,0	8120,0
Manutenção Anual	3,0	3,0	200,0

Fonte: Consulta de mercado<sup>2</sup>

O custo associado a inversores está incluso na matriz de preços da Tabela 3, entretanto, as interações entre equipamentos possuem perdas associadas.

Uma vez que as interações entrada e saída de energia entre geração e armazenagem, armazenagem e rede são propostas além da interação entre geração e rede, os percentuais de eficiência utilizados serão computados diretamente na geração do dado estudado, atendendo à Tabela 4. Os dados também são indicações de fabricantes. O decaimento no rendimento dos painéis é considerado de 1% ao ano.

Tabela 4 – Eficiência de conversão.

Fluxo de Energia	Geração - Rede	Geração – Bateria - Rede
Eficiência (%)	96%	92%

Fonte: Consulta de mercado<sup>2</sup>

<sup>2</sup> [www.wholesalesolar.com](http://www.wholesalesolar.com) e [www.tesla.com/powerwall](http://www.tesla.com/powerwall). Acesso em 20 abr. 2018.

Para o cálculo da viabilidade, reajustes tarifários e atualizações monetárias utilizam um fator de ajuste de 5%, pessimista em relação à atual previsão inflacionária (BCB, 2018).

### 3.7. MÉTODO COMPARATIVO

O resultado desta análise é disposto em duas etapas:

Inicialmente, busca-se a identificação de qual a situação mais vantajosa de geração para a instalação de um sistema de armazenamento de energia através da comparação de cenários de faturamento futuros, sem a análise do capital investido. Esta etapa tem como objetivo identificar sob que situação o algoritmo proposto em 3.2 possui melhor desempenho.

Em seguida, realiza-se a comparação de uma ou mais situações com uma possível expansão da geração, analisando, nesta etapa, a sustentabilidade financeira do investimento.

Toda a simulação da operação é feita levando em consideração um período de integração de uma hora ao longo de um ano, a execução do algoritmo de armazenamento é implementada na linguagem de programação *Visual Basic Advanced* e repetida para diversos cenários. Desta forma, observa-se o comportamento do sistema por 8760 horas e utiliza-se estes resultados como premissa energética para a análise financeira.

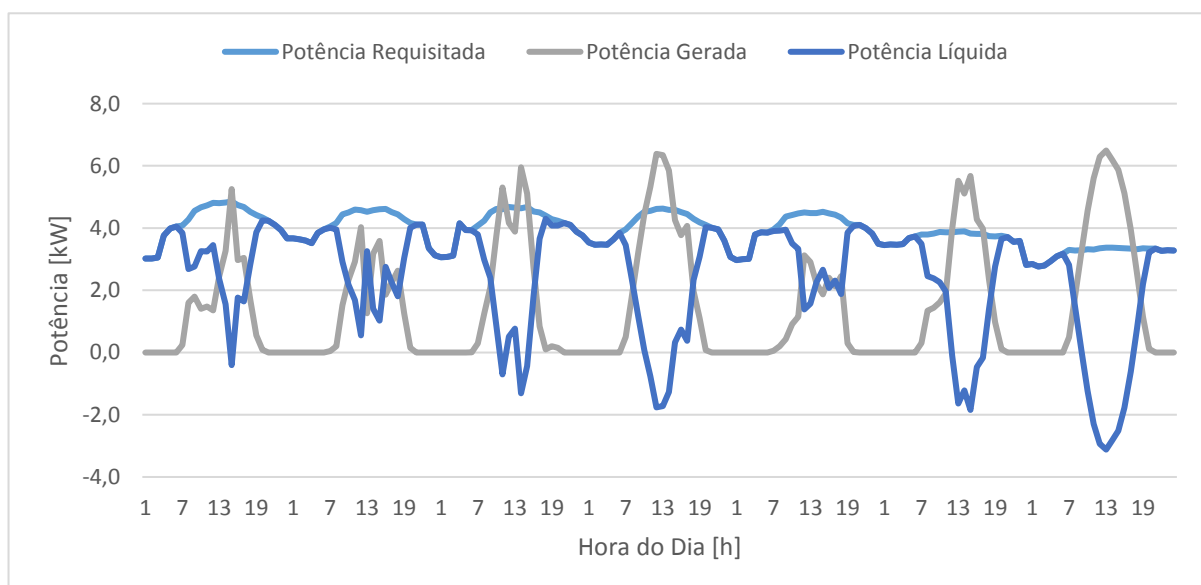
## 4. RESULTADOS

Com o intuito de analisar a viabilidade de adesão à tarifa branca associada à geração distribuída já implementada e a instalação de um sistema de armazenamento de energia, a metodologia proposta na seção 3 foi aplicada. Assim, com base no histórico de consumo horário da unidade comercial, da irradiação solar global obtida através de estação meteorológica, orçamentos de equipamentos, especificações técnicas e tarifas de fornecimento e distribuição de energia elétrica, espera-se obter um panorama estratégico da adoção de armazenamento de energia como potencializador econômico ao consumidor de baixa tensão.

### 4.1. FATURAMENTO CONVENCIONAL

Como referência econômica, foram avaliados os custos esperados pela unidade consumidora sem existência de qualquer tipo de geração distribuída e a economia proporcionada pela instalação de uma potência nominal arbitrária de geração. A Figura 12 compara a carga horária da unidade com a geração simulada correspondente, para o período amostral de uma semana, iniciando na segunda feira.

Figura 12 – Curva de potência da carga e da geração sem arbitragem.



Fonte: O Autor (2018)

A Tabela 5 demonstra o faturamento referente ao consumo líquido para 0 kWp, 6 kWp e 12 kWp de potência de geração sob tarifa convencional ao longo de um ano.



Tabela 5 – Faturamento esperado para diferentes cenários de geração.

Mês	0 kWp			6 kWp		12 kWp	
	Consumo [kWh]	Geração [kWh]	Fatura [R\$]	Geração [kWh]	Fatura [R\$]	Geração [kWh]	Fatura [R\$]
jan	2.980	0	2.317	1.128	1.440	2.256	563
fev	2.766	0	2.151	1.082	1.310	2.164	469
mar	3.068	0	2.385	983	1.621	1.966	856
abr	2.707	0	2.105	798	1.485	1.596	864
mai	2.766	0	2.151	549	1.724	1.099	1.297
jun	2.599	0	2.021	450	1.671	901	1.321
jul	2.616	0	2.034	395	1.727	790	1.420
ago	2.693	0	2.094	647	1.591	1.294	1.088
set	2.866	0	2.229	786	1.618	1.571	1.007
out	3.015	0	2.345	867	1.670	1.734	996
nov	2.862	0	2.225	974	1.468	1.947	711
dez	3.023	0	2.351	1.003	1.571	2.007	790
<b>TOTAL</b>	<b>33.961</b>	<b>0</b>	<b>26.407</b>	<b>9.662</b>	<b>18.895</b>	<b>19.324</b>	<b>11.382</b>

Fonte: O Autor (2018).

Esta análise permite identificar que a economia mensal é diretamente proporcional à potência instalada. Entretanto, para que essa relação sob este cenário específico se mantenha, o consumo líquido mensal deve ser superior a 100 kWh, o custo de disponibilidade de uma instalação trifásica.

Assim, para cada kWp instalado a Equação 1 estabelece a economia anual esperada sob as condições simuladas, sem reajustes.

$$E_{ano,gd} = 1.252,13 * P_{instalada} \quad (1)$$

Onde:

$E_{ano,gd}$ : Economia anual esperada por geração distribuída;

$P_{instalada}$ : Potência de geração solar instalada.

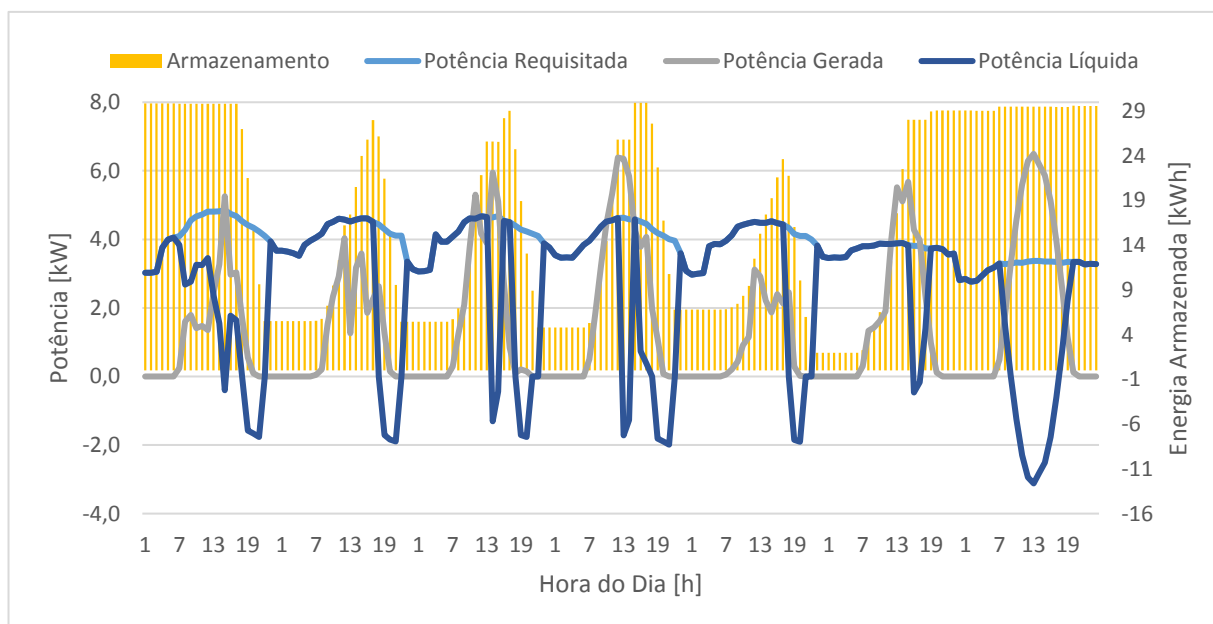
#### 4.2. FATURAMENTO DA TARIFA BRANCA COM ARBITRAGEM

Para a análise da implementação do sistema de arbitragem, o mesmo cenário de requisito e irradiação anual foi analisado para 36 diferentes combinações de potência instalada de geração e capacidade de armazenamento.

A Figura 13 apresenta o comportamento do sistema para o período amostral de uma

semana. A potência líquida negativa, diferentemente do apresentado na Figura 11, ocorre após o período de geração, nos horários ponta e intermediário. O comportamento do sistema é o mesmo do sistema sem arbitragem quando o armazenamento atinge sua capacidade máxima e o posto tarifário não implica em preços elevados, como no último ciclo do gráfico, que ocorre em um domingo.

Figura 13 – Curva de potência da carga e da geração com arbitragem.



Fonte: O Autor (2018).

A Tabela 6 apresenta o custo anual com energia elétrica da unidade, com impostos, para todos os cenários analisados de adesão à tarifa branca. Para comparação, o custo anual sob tarifação convencional descrito em 4.1 será considerado como base. Importante notar que a simples adesão à tarifa branca sem implementação de armazenamento, representada pela capacidade de armazenamento 0, prejudica este consumidor em todos os cenários de geração.

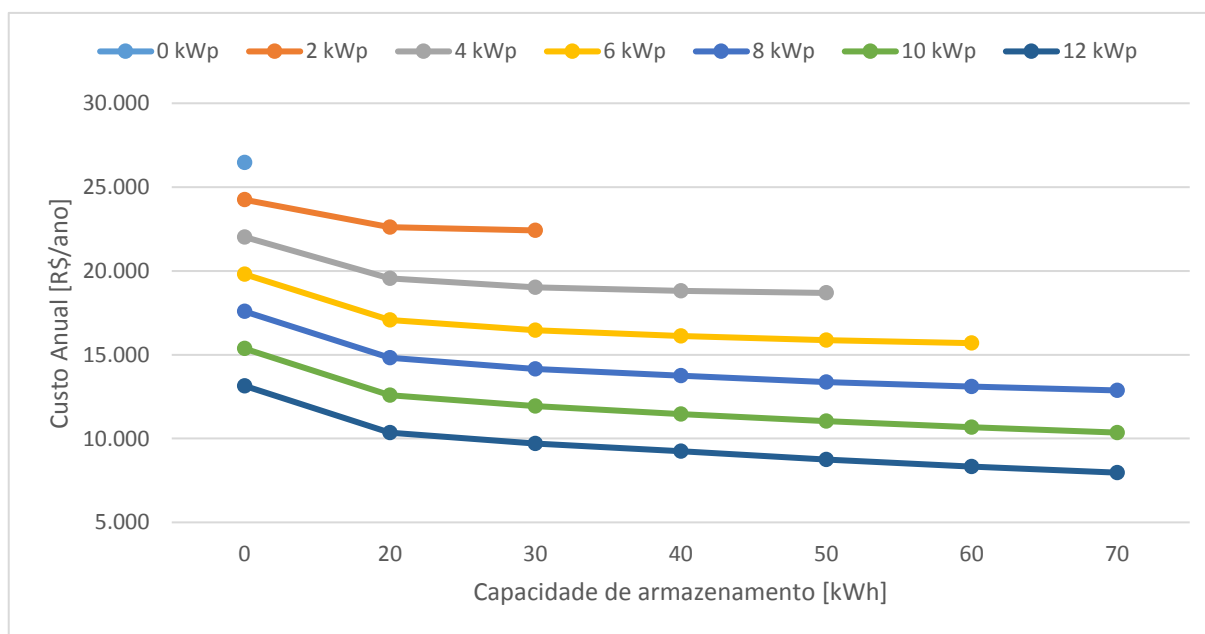
Tabela 6 – Custo anual com energia elétrica.

Capacidade de armazenamento [kWh]	Custo anual [R\$] conforme potência nominal de geração [kWp]						
	0 kWp	2 kWp	4 kWp	6 kWp	8 kWp	10 kWp	12 kWp
<b>Base</b>	26.407	23.903	21.399	18.895	16.390	13.886	11.382
<b>0</b>	26.464	24.244	22.024	19.805	17.585	15.365	13.145
<b>20</b>	-	22.602	19.547	17.081	14.823	12.577	10.345
<b>30</b>	-	22.414	19.021	16.456	14.154	11.929	9.709
<b>40</b>	-	-	18.803	16.125	13.744	11.468	9.243
<b>50</b>	-	-	18.686	15.865	13.375	11.030	8.754
<b>60</b>	-	-	-	15.691	13.094	10.668	8.329
<b>70</b>	-	-	-	-	12.872	10.356	7.966

Fonte: O Autor (2018).

A Figura 14 ilustra o comportamento desse custo conforme o incremento de capacidade de armazenamento. A relação estabelecida não é linear, a economia proporcionada pela arbitragem tende à estabilidade conforme o crescimento da capacidade de armazenamento.

Figura 14 – Curvas de comportamento do orçamento anual de energia conforme armazenamento.



Fonte: O Autor (2018).

Se tomado como referência o custo anual após a implementação da geração distribuída na unidade, o incremento na economia anual ocasionado pela adoção de sistema de arbitragem é apresentado na Tabela 7.

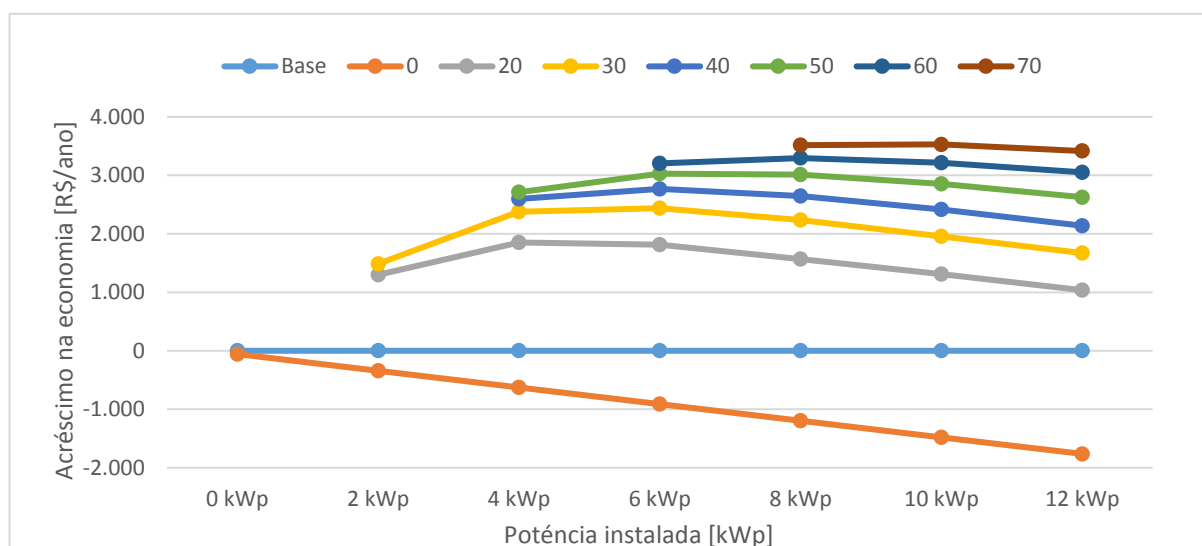
Tabela 7 – Incremento econômico da adoção da arbitragem.

Capacidade de armazenamento [kWh]	Acréscimo na economia [R\$] conforme potência nominal de geração [kWp]						
	0 kWp	2 kWp	4 kWp	6 kWp	8 kWp	10 kWp	12 kWp
<b>Base</b>	0	0	0	0	0	0	0
<b>0</b>	-57	-341	-626	-910	-1.195	-1.479	-1.763
<b>20</b>	-	1.301	1.852	1.813	1.568	1.309	1.037
<b>30</b>	-	1.489	2.378	2.439	2.236	1.957	1.673
<b>40</b>	-	-	2.596	2.770	2.647	2.419	2.139
<b>50</b>	-	-	2.713	3.029	3.015	2.856	2.627
<b>60</b>	-	-	-	3.204	3.296	3.218	3.052
<b>70</b>	-	-	-	-	3.519	3.531	3.416

Fonte: O Autor (2018).

Para análise visual, a Figura 15 apresenta a curva desse incremento para cada uma das capacidades quando associadas a diferentes potências nominais de geração. Neste panorama, é evidenciado que, à medida que a capacidade de armazenamento é aumentada, a economia sofre incrementos cada vez menores para uma mesma capacidade de geração instalada.

Figura 15 – Curvas de incremento econômico para adoção da arbitragem.



Fonte: O Autor (2018).

Com base nesta relação não linear, identifica-se, para cada eventual potência de geração, qual a economia anual por kWh de armazenamento investido. Dentre todas simulações realizadas, como mostra a Tabela 8, o investimento em 20 kWh de armazenamento mostrou-se mais eficiente que as demais capacidades em 4 de 5 potências nominais de geração instalada. Sua maior contribuição à economia da unidade consumidora

ocorre se esta possuir um sistema de geração solar com 4 kWp instalados.

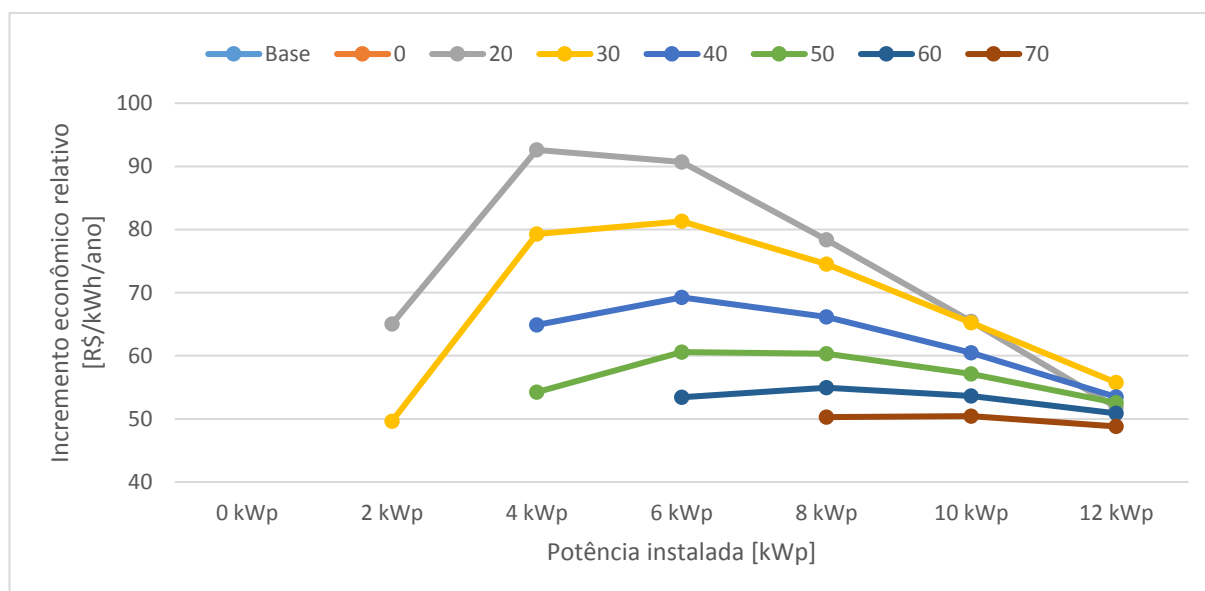
Tabela 8 – Eficiência do investimento em capacidade de armazenamento para a unidade consumidora.

Capacidade de armazenamento [kWh]	Incremento relativo [R\$/kWh/ano] conforme potência nominal de geração [kWp]						
	0 kWp	2 kWp	4 kWp	6 kWp	8 kWp	10 kWp	12 kWp
<b>Base</b>	-	-	-	-	-	-	-
<b>0</b>	-	-	-	-	-	-	-
<b>20</b>	-	65,0	92,6	90,7	78,4	65,4	51,8
<b>30</b>	-	49,6	79,3	81,3	74,5	65,2	55,8
<b>40</b>	-	-	64,9	69,2	66,2	60,5	53,5
<b>50</b>	-	-	54,3	60,6	60,3	57,1	52,5
<b>60</b>	-	-	-	53,4	54,9	53,6	50,9
<b>70</b>	-	-	-	-	50,3	50,4	48,8

Fonte: O Autor (2018).

Este pico de eficiência econômica pode ser visualizado na Figura 16. A associação do sistema de 20 kWh à geração do sistema de 4 kWp será analisada ao longo do período de 10 anos.

Figura 16 – Curvas de eficiência da unidade de capacidade referente à capacidade total.



Fonte: O Autor (2018).

#### 4.3. ANÁLISE DA VIABILIDADE FINANCEIRA

A instalação de 4kWp para a unidade consumidora em questão promove, no primeiro ano, uma economia de aproximadamente R\$ 5.008,50. Conforme a simulação realizada, esta economia pode ser incrementada em R\$ 1.852,09 com a instalação de um sistema de

armazenamento de 20 kWh que utiliza células de íon-lítio e a adesão à tarifa branca.

Se mantida sob tarifa convencional e elaborado um plano de expansão da geração solar, esta unidade pode obter a mesma economia anual com o incremento de aproximadamente 1,48 kWp em sua planta. Entretanto, caso a unidade já possua sistema de geração instalado, isto pode representar a necessidade de ampliação da capacidade de seu inversor de potência.

Após 10 anos de uso, espera-se que o sistema de armazenamento possua, ao menos 70% de sua capacidade inicial, isto é, 14 kWh. Para a mesma simulação realizada anteriormente, sob tarifação atual, esta configuração traria R\$ 1.216,93 em economia ao consumidor.

O valor presente líquido de cada um dos cenários de ampliação da economia é apresentado na Tabela 9, sendo considerado um período de 10 anos. A cotação utilizada para a conversão do dólar americano é de R\$ 3,72, observada em 17 de junho de 2018.

Tabela 9 – Valor presente líquido (VPL) da economia promovida para cada investimento.

	VPL	Investimento inicial
Armazenamento	R\$ 14.614,72	R\$ 29.908,80
Ampliação da geração	R\$ 16.757,26	R\$ 12.017,60

Fonte: O Autor (2018).

Assim, mostra-se que, para o período de garantia dos fornecedores de sistemas de armazenamento, não há viabilidade financeira. Isto se dá especialmente em decorrência do custo ainda elevado desta tecnologia.

Se analisada a viabilidade desta implementação em 2020, com os preços esperados pelo mercado de US\$ 131, o sistema mostra-se viável. A Tabela 10 mostra o valor presente líquido em 2020 deste investimento.

Tabela 10 - Valor presente líquido (VPL) da economia promovida para investimento em 2020.

	VPL (2020)	Investimento Inicial
Armazenamento	R\$ 16.918,40	R\$ 9.746,40

Fonte: O Autor (2018).

## 5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Embora o investimento em tecnologias de arbitragem não tenha mostrado uma viabilidade atrativa à unidade consumidora estudada, a redução contínua nos custos de capital necessários à sua implementação associada à premiação da resposta em demanda através da tarifação horária indica que esta será uma alternativa importante ao consumidor no futuro.

A comparação desta redução de preços com a redução semelhante observada nas tecnologias de geração distribuída pode ser crucial à identificação do momento no qual a associação destas duas tecnologias pode abrir espaço a um novo mercado para o consumidor final da energia elétrica. Neste ponto, alterações regulatórias podem alterar este panorama drasticamente, como um dos itens discutidos na Consulta Pública 33 (MME, 2018), que trata da separação entre precificação de energia e demanda para os consumidores de baixa tensão. Assim, a arbitragem energética pode trazer benefícios únicos como o controle de demanda em postos tarifários de preços elevados e uma nova estratégia de armazenamento, semelhante à proposta neste trabalho, mas com ênfase no nivelamento da carga, pode ser adotada.

Sugere-se, a trabalhos futuros, o desenvolvimento de um modelo genérico de análise de viabilidade com a identificação do ponto de inflexão de custo da tecnologia, bem como a análise de impacto em consumidores com indicadores de qualidade e confiabilidade de fornecimento insatisfatórios.

O crescimento do mercado de veículos elétricos pode estar associado ao desenvolvimento da utilização de arbitragem energética por parte de consumidores de baixa tensão. O estudo da utilização da bateria dos veículos elétricos como ferramenta de prestação de serviços à rede é realizado desde 2007 (PJM, 2018) e provou-se ser capaz de trazer benefícios econômicos (FITZGERALD, 2014). Entretanto, o sistema tarifário brasileiro faz necessária a disponibilidade contínua do armazenamento, uma vez que o benefício econômico trazido por esta tecnologia só é possível aos consumidores de baixa tensão com a adesão à tarifa branca.

Uma vez que os órgãos legisladores e regulatórios determinem a resposta em demanda como responsabilidade do consumidor, precificando diretamente esta característica das instalações, este será um mercado promissor, provendo serviços ancilares aos já estabelecidos meios de autoprodução.

## REFERÊNCIAS

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). **Procedimentos de Comercialização, Módulo 1, Submódulo 1.1, Versão 5.0.** 2017.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Resolução Normativa nº 414 de 9 de setembro de 2010.** Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada. 2010.

\_\_\_\_\_. **Resolução Normativa nº 482 de 17 de abril de 2012.** Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. 2012.

\_\_\_\_\_. **Resolução Normativa nº 687 de 24 de novembro de 2015.** Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. 2015.

\_\_\_\_\_. **Resolução Normativa nº 733 de 06 de setembro de 2016.** Estabelece as condições para a aplicação da modalidade tarifária horária branca. 2016a.

\_\_\_\_\_. **Procedimentos de Regulação Tarifária.** 2011. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>>. Acesso em: 10 abril 2018a.

\_\_\_\_\_. **Como é composta a tarifa.** Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/conteudo-educativo>. Acesso em: 11 de abril de 2018.

\_\_\_\_\_. **Resolução Normativa nº 547, de 16 de abril de 2013.** Estabelece os procedimentos comerciais para aplicação do sistema de bandeiras tarifárias. 2013.

\_\_\_\_\_. **Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica.** 2. ed – Brasília : ANEEL, 2016b.

Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ). **Convênio ICMS 16, de 22 de abril de 2015.** Disponível em: <[https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/CV016\\_15](https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/CV016_15)>. Acesso em: 20 maio 2018.

Ministério de Minas e Energia (MME). **Energia Solar no Brasil e no Mundo, Ano de Referência – 2016.** Brasília, 2017.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Sistema de Apoio à Decisão.** Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=550>> . Acesso em: 23 mai. 2018b.



\_\_\_\_\_. Resultados de Leilões. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/resultados-de-leiloes>>. Acesso em: 23 mai. 2018c

COSTA E SILVA, Yáscara F. F.; BORTONI, Edson C.. **Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica em Redes Inteligente: Características, Oportunidades e Barreiras**. Revista Brasileira de Energia, Itajubá, v. 22, n. 1, p. 48-72, 2016.

CROWN BATTERY. **CR-430 Specifications**. Disponível em: <<http://www.crownbattery.com>>. Acesso em 23 mai. 2018.

LG CHEM. **Global Catalog**. Disponível em: <<http://www.lgchem.com/global/ess/ess/product-detail-PDEC0001#guidesnCautionsWrap>>. Acesso em: 24 mai. 2018.

BERCKMANS, Gert; *et al.* **Cost Projection of State of the Art Lithium-Ion Batteries for Electric Vehicles Up to 2030**. Energies Journal, v. 10, sep. 2017.

Instituto Nacional de Meteorologia (INMET). **Normais Climatológicas do Brasil**. Disponível em <<http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=clima/normaisclimatologicas>>. Acesso em 23 mar. 2018.

Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE). **Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais**. Estação São Martinho da Serra. Disponível em: <<http://sonda.ccst.inpe.br/basedados/saomartinho.html>>. Acesso em 15 abr. 2018.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Resolução Homologatória nº 2361, de 19 de dezembro de 2017**. Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2017, as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD referentes à Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D, e dá outras providências. 2017.

\_\_\_\_\_. **Resolução Homologatória nº 2361, de 16 de novembro de 2016**. Homologa o resultado da quarta Revisão Tarifária Periódica – RTP da Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D, as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD, e dá outras providências. 2016c.

Banco Central do Brasil (BCB). **Focus – Relatório de Mercado de 8 de junho de 2018**. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/pec/GCI/PORT/readout/R20180608.pdf>>. Acesso em: 9 de junho de 2018.

Ministério de Minas e Energia (MME). **Fechamento CP 33 - 8**. Proposta compilada de aprimoramento contendo todas as alterações. Brasília, 2018.

PJM. Plug-in Electric Vehicles. Disponível em: <<https://learn.pjm.com/energy-innovations/plug-in-electric.aspx>>. Acesso em: 10 jun. 2018.

FITZGERALD, Michael. **Electric Vehicles Sell Power Back to the Grid**. New York: The Wall Street Journal. 2014. Disponível em: <<https://www.wsj.com/articles/electric-vehicles-sell-power-back-to-the-grid-1411937796>>. Acesso em: 10. Jun 2018.

BERNARDES, S. **Análise da Integração da Tarifa Branca e Geração Distribuída na Rede de Distribuição de Baixa Tensão**. 2016.

CABRAL, L.; DR. TAIROV, S. **Identificação de Parâmetros de Baterias Elétricas em Sistemas de Armazenamento de Energia**. 2012.

KIRCHSTEIGER, H.; RECHBERGER, P.; STEINMAURER, G. **Cost-optimal Control of Photovoltaic Systems with Battery Storage under Variable Electricity Tariffs**. *Elektrotechnik Und Informationstechnik*, v. 133, n. 8, p. 371–380, 2016.

MULDER, G.; CLAESSENS, B. Insights in storage as a solution for local renewable electricity generation. *Elektrotechnik und Informationstechnik*, v. 128, n. 4, p. 116–121, 2011.