

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PECE – PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA
ESCOLA POLITÉCNICA DA USP

CAIO CESAR VENTURINI AUGUSTO

**Análise das oportunidades da utilização de sistemas de armazenamento de
energia por consumidores participantes do ambiente de contratação livre
(ACL)**

São Paulo

2018

CAIO CESAR VENTURINI AUGUSTO

Análise das oportunidades da utilização de sistemas de armazenamento de energia por consumidores participantes do ambiente de contratação livre (ACL)

Monografia apresentada ao PECE – Programa de Educação Continuada em Engenharia da Escola Politécnica da USP para conclusão do curso de especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética

Área de Concentração: Engenharia Elétrica

Orientador: Prof. Dr. Roberto Castro

São Paulo

2018

AGRADECIMENTOS

Ao professor Roberto Castro, pela orientação e pelo constante estímulo transmitido durante todo o trabalho.

Aos amigos que me acompanharam em toda a minha trajetória acadêmica e me deram suporte.

A minha família que sempre me apoiou em todas as minhas decisões pessoais, profissionais e acadêmicas, sem eles a conclusão deste curso não seria possível.

E a todos que colaboraram direta ou indiretamente, na execução deste trabalho

Em todo o espaço há energia... é (só) uma questão de tempo até que os homens tenham êxito em associar seus mecanismos ao aproveitamento desta energia. – Nikola Tesla

RESUMO

Esta monografia apresenta uma breve conceitualização teórica sobre os principais temas acerca de sistemas de armazenamento de energia (SAE) e do ambiente de contratação livre (ACL). Durante essa monografia são determinados os segmentos de consumo e distribuidoras de energia elétrica que serão analisadas as oportunidades dos SAEs. Após a apresentação das oportunidades destacam-se as barreiras inerentes ao mercado e uma análise SWOT, seguido de um capítulo com breves recomendações do autor para a evolução deste mercado no cenário nacional. As oportunidades de utilização de SAE para consumidores no ACL são obtidas nas seguintes frentes, sem se limitar a estas: Financeira, Técnica e Ambiente. Porém, no Brasil, existem barreiras regulatórias e questões de impostos que precisam ser aprimoradas para que o mercado interno seja fortalecido.

PALAVRAS-CHAVE:

Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE), Ambiente de Contratação Livre (ACL), oportunidades, barreiras.

ABSTRACT

This monograph presents a brief theoretical conceptualization on the main topics about energy storage systems (ESS) and the energy free market. During this monograph it was determined the segments of consumption and companies of electricity distribution, which will analyze the opportunities of SAEs. Following by the presentation of the opportunities, the market-based barriers and a SWOT analysis, followed by a chapter with brief recommendations from the author for the evolution of this market in the national scenario. The opportunities for using SAE for consumers in the energy free market are obtained on the following fronts, not limited to: Financial, Technical and Environment. However, in Brazil, there are regulatory barriers and tax issues that need to be improved for the domestic market to be strengthened.

KEY WORDS:

Energy Storage Systems (ESS), Energy Free Market, opportunities, barriers.

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Evolução da capacidade instalada de energias renováveis 2011 - 2017 (IRENA, 2018)	13
Gráfico 2: <i>Expansão do Market share da tecnologia Íon-Lítio (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA, 2018)</i>	18
Gráfico 3: <i>Distribuição das tecnologias de SAE instaladas até 2017. (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA, 2018)</i>	19
Gráfico 4: <i>Estimativa de custos de instalações de armazenamento de energia de 2016 e 2030 (INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY - IRENA, 2017)</i>	23
Gráfico 5: Exemplo de Sazonalização (do autor, 2018)	31
Gráfico 6: Exemplo de Flexibilidade (do autor, 2018)	31
Gráfico 7: Exemplo de Modulação conforme perfil de carga (do autor, 2018)	31
Gráfico 8: Curva de consumo de referência - Segmento de Bebidas (do autor, 2018)	43
Gráfico 9: Curva de consumo de referência - Segmento de Comércio (do autor, 2018)	44
Gráfico 10: Curva de consumo de referência - Segmento de Comércio (do autor, 2018)	44
Gráfico 11: Curva de consumo de referência - Segmento de Têxteis (do autor, 2018)	44
Gráfico 12: Curva de consumo de referência - Segmento de Veículos (do autor, 2018)	45
Gráfico 13: Curva Semanal do SAE - Segmento de Têxteis (do autor, 2018)	48
Gráfico 14: Curva Semanal do SAE - Segmento de Serviço (do autor, 2018)	48
Gráfico 15: Curva Semanal do SAE - Segmento de Bebidas (do autor, 2018)	49
Gráfico 16: Curva Semanal do SAE - Segmento de Comércio (do autor, 2018)	50
Gráfico 17: Curva Semanal do SAE - Segmento de Veículos (do autor, 2018)	50
Gráfico 18: Curva Semanal do SAE – Redução de Demanda - Segmento de Têxteis (do autor, 2018)	52
Gráfico 19: Curva Semanal do SAE – Redução de Demanda - Segmento de Serviço (do autor, 2018)	53
Gráfico 20: Curva Semanal do SAE – Redução de Demanda - Segmento de Bebidas (do autor, 2018)	54
Gráfico 21: Curva Semanal do SAE – Redução de Demanda - Segmento de Comércio (do autor, 2018)	55
Gráfico 22: Curva Semanal do SAE – Redução de Demanda - Segmento de Comércio (do autor, 2018)	56
Gráfico 23: Evolução dos indicadores coletivos de continuidade das concessionárias de distribuição de energia elétrica (ANEEL [27], 2018)	60
Gráfico 24: Evolução dos indicadores coletivos de continuidade das permissionárias de distribuição de energia elétrica (ANEEL [27], 2018)	60
Gráfico 25: Fluxo de caixa do payback simples de um consumidor A4 Verde, COELBA Energia Incentivada 50% (do autor, 2018)	68
Gráfico 26: Fluxo de caixa do payback simples de um consumidor A4 Verde, COELBA Energia Incentivada 50% (do autor, 2018)	69

Gráfico 27: Variação da relação dólar: real dos últimos 5 anos. (do autor, 2018)72

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Arquitetura de um SAE (COMERC, 2018).....	17
Figura 2: Segmentação dos tipos de SAE (GUSTAVSSON, 2016).....	18
Figura 3: Maturidade das tecnologias dos SAEs (IEA [5], 2014)	19
Figura 4: Funcionamento do ACL (COMERC, 2018).....	26
Figura 5: Crescimento do Mercado livre de Energia (COMERC, 2018)	28
Figura 6: Exemplo de exposição no MCP (COMERC, 2018)	30
Figura 7: Submercados e Linhas de Transmissão (COMERC, 2018)	34
Figura 8: Patamares de Carga até a última semana operativa de 2018 (adaptado de CPAMP [14], 2018)	37
Figura 9: Patamares de Carga a partir da primeira semana operativa de 2019 (adaptado de CPAMP [14], 2018)	37
Figura 10: O caminho da Energia (COMERC, 2018).....	38
Figura 11: Distribuidoras de Energia outorgadas pela ANEEL (ANEEL [35], 2016) .	39
Figura 12: Faixas de Tensão em relação à de referência (ANEEL [23], 2018)	41
Figura 13: Matriz elétrica mundial ano base 2018, com dados de 2017 (REN21, 2018)	62
Figura 14: Potência Instalada Mundial de energias renováveis base 2018 (REN21, 2018)	63
Figura 15: custo do SAE a depender do tempo de utilização (EIA [34], 2018)	66

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Segmentação das aplicações dos sistemas de armazenamento de energia (adaptado de INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA, 2014 e EUROPEAN ASSOCIATION FOR STORAGE OF ENERGY - EASE, 2018)	22
Tabela 2: Ações para fomentar o crescimento dos sistemas de armazenamento de energia (adaptado de INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA, 2014)	24
Tabela 3: Desconto na TUSD/TUST por tipo de energia (adaptado de CCEE, 2018 [9])	29
Tabela 4: Subgrupos e Nível de tensão para os consumidores no ACL (ANEEL [11], 2010)	35
Tabela 5: Ranking das 10 melhores distribuidoras de energia para aplicação da SAE na modalidade de consumo (do autor, 2018)	46
Tabela 6: Horário de Ponta e Fora ponta das 10 melhores distribuidoras de energia para aplicação da SAE na modalidade de consumo (do autor, 2018)	47
Tabela 7: Ganhos redução TUSD (R\$/MWh) com SAE no Segmento de Têxteis (do autor, 2018)	47
Tabela 8: Ganhos redução TUSD (R\$/MWh) com SAE no Segmento de Serviço (do autor, 2018)	48
Tabela 9: Ganhos redução TUSD (R\$/MWh) com SAE no Segmento de Bebidas (do autor, 2018)	49
Tabela 10: Ganhos redução TUSD (R\$/MWh) com SAE no Segmento de Comércio (do autor, 2018)	49
Tabela 11: Ganhos redução TUSD (R\$/MWh) com SAE no Segmento de Veículos (do autor, 2018)	50
Tabela 12: TUSD (R\$/kW) (do autor, 2018)	51
Tabela 13: Ganhos redução TUSD (R\$/kW) com SAE no Segmento de Têxteis (do autor, 2018)	52
Tabela 14: Ganhos redução TUSD (R\$/kW) com SAE no Segmento de Serviços (do autor, 2018)	53
Tabela 15: Ganhos redução TUSD (R\$/kW) com SAE no Segmento de Bebida (do autor, 2018)	54
Tabela 16: Ganhos redução TUSD (R\$/kW) com SAE no Segmento de Comércio (do autor, 2018)	55
Tabela 17: Ganhos redução TUSD (R\$/kW) com SAE no Segmento de Veículos (do autor, 2018)	56
Tabela 18: Ranking DCG distribuidoras de maior porte 2017 (adaptado de ANEEL [25], 2018)	58
Tabela 19: Ranking DCG distribuidoras de menor porte 2017 (adaptado de ANEEL [25], 2018)	59
Tabela 20: Custo unitário das interrupções não programadas por setor (SINAPSIS [26], 2016)	60
Tabela 21: Custo das interrupções não programadas por setor (do autor, 2018)	61
Tabela 22: Matriz elétrica brasileira ano base 2018 (ELETRONUCLEAR, 2018)	63
Tabela 23: fatores de emissão de CO ₂ pela geração de energia no SIN (MCTIC, 2018)	64
Tabela 24: tCO ₂ evitada mensal por segmento de consumo (do autor, 2018)	64

Tabela 25: custo e características dos SAEs (adaptado de EIA [34], 2018)	65
Tabela 26: custo e características dos SAEs (adaptado de EIA [34], 2018)	66
Tabela 27: Capacidade do SAE (do autor, 2018)	66
Tabela 28: Custo do SAE (do autor, 2018)	67
Tabela 29: Economia obtida com um consumidor A4 Verde, COELBA Energia Incentivada 50% (do autor, 2018)	67
Tabela 30: Payback simples de um consumidor A4 Verde, COELBA Energia Incentivada 50% (do autor, 2018)	67
Tabela 31: Fluxo de caixa do payback simples de um consumidor A4 Verde, COELBA Energia Incentivada 50% (do autor, 2018).....	68
Tabela 32: Fluxo de caixa do payback descontado, com taxa de juros (10%) de um consumidor A4 Verde, COELBA Energia Incentivada 50% (do autor, 2018)	68
Tabela 33: Payback simples e descontado de um consumidor A4 Verde, COELBA Energia Incentivada 50% (do autor, 2018)	69
Tabela 34: Payback simples e descontado e TIR de um consumidor A4 Verde, COELBA Energia Incentivada 50% (do autor, 2018).....	69
Tabela 35: Barreiras a implantação dos SAEs (SILVA [37], 2016)	70
Tabela 36: Matriz SWOT da aplicação do SAE (do autor, 2018)	75

LISTA DE EQUAÇÕES

Equação 1: Consumo Horário de percentual (do autor, 2018)	42
Equação 2: Média dos consumos por dia da semana (do autor, 2018).....	43
Equação 3: Desvio Padrão da série de consumos por dia da semana (do autor, 2018)	43
Equação 4: Delta TUSD (R\$/MWh) Energia Convencional (do autor, 2018)	46
Equação 5: Delta TUSD (R\$/MWh) Energia Incentivada 50% verde (do autor, 2018)	46
Equação 6: Desempenho Global de Continuidade (ANEEL [25], 2018)	57

LISTA DE ABREVIACÕES

Sistemas de Armazenamento de Energia	SAE
Ambiente de Contratação Livre	ACL
Agência Nacional de Energia Elétrica	ANEEL
pesquisa e desenvolvimento	P&D
Massachusetts Institute Of Technology	MIT
International Energy Agency	IEA
International Renewable Energy Agency	IRENA
Power Purchase Agreements	PPA
Energy Service Company	ESCO
Energy Savings Performance Contract	ESPC
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica	CCEE
Montantes de Uso do Sistemas de Distribuição	MUSD
Pequenas Centrais Hidrelétricas	PCH
Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição	TUSD
Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão	TUST
Preço de Liquidação de Diferenças	PLD
Mercado de Curto Prazo	MCP
Sistema Interligado Nacional	SIN
Operador Nacional do Sistema Elétrico	ONS
Custo Marginal de Operação	CMO
Associação Brasileira de Comercializadores de Energia Elétrica	ABRACEEL
Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica	PROCEL
Tarifas de Energia	TE
Ambiente de Contratação da Regulada	ACR
Comissão Permanente Para Análise de Metodologias e	
Programa Computacionais do Setor Elétrico	CPAMP
Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica do Sistema Elétrico Nacional	PRODIST
Duração Equivalente de interrupção por unidade Consumidora	DEC
Frequência Equivalente de interrupção por unidade Consumidora	FEC
Duração de Interrupção individual por unidade Consumidora	DIC
Frequência de Interrupção individual por unidade Consumidora	FIC
Duração Máxima de Interrupção contínua por unidade Consumidora	DMIC
Duração de Interrupção Individual ocorrida em dia Crítico por unidade Consumidora ou ponto de conexão	DICRI
Tensão de Referência	TR
Sistema de Coleta de Dados de Energia	SCDE
Indicador de Desempenho Global de Continuidade	DGC
Oferta de Interna de Energia Elétrica	OIEE
Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações	MCTIC
U.S. Energy Information Administration	EIA
<i>Impostos de Importação</i>	II
<i>Impostos sobre Produtos Industrializados</i>	IPI
Encargo de Serviços do Sistema	ESS

Sistemas de Armazenamento de Energia
Ambiente de Contratação Livre

SAE
ACL

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	OBJETIVO	14
2	ESTADO DA ARTE	16
2.1	SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA	16
2.2	AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE (ACL) – MERCADO LIVRE – NA ÓTICA DO CONSUMIDOR.....	26
2.3	PRINCIPAIS CONCEITOS – ÓTICA DO CONSUMIDOR NO ACL.....	33
2.3.1	Consumo e Demanda	33
2.3.2	Submercados	34
2.3.3	Níveis de Tensão e Estrutura Tarifária	35
2.3.4	Postos Tarifários e Patamares de Carga	36
2.3.5	Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica	38
3	OPORTUNIDADES	42
3.1	ECONÔMICAS	45
3.1.1	Comparativo horário ponta e fora de ponta – TUSD (R\$/MWh) – Ótica do Consumidor no ACL.....	45
3.1.2	Diminuição da demanda contratada	51
3.2	TÉCNICAS	57
3.2.1	Qualidade de Energia	57
3.2.2	Substituição do sistema de geração de emergência.....	61
3.3	AMBIENTAIS	62
4	ANÁLISE FINANCEIRA DO SAE E SUAS APLICAÇÕES.....	65
5	BARREIRAS AO ARMAZENAMENTO DE ENERGIA.....	70
6	ANÁLISE SWOT	73
7	RECOMENDAÇÕES	77
8	CONCLUSÃO.....	78
9	REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA	80

1 INTRODUÇÃO

Conforme [41] Bueno e Brandão (2017), o estilo de vida do ser humano é dependente da energia elétrica e não necessariamente o consumo de energia é requisitado quando está sendo gerado o que traz a necessidade de estudos sobre como atender a demanda energética com os recursos naturais disponíveis de modo a atingir o menor custo envolvido, com qualidade de energia e confiabilidade energética.

Sendo assim, os Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE) podem ser considerada uma tendência para a solução deste dilema de disponibilidade energética. Os SAEs servem de intermédio entre as fontes intermitentes de energia elétrica e o consumo variáveis das cargas do sistema, tornando possível que a energia gerada em um determinado momento seja utilizada em momento de maior necessidade.

Correia [42] (2016) destaca que os estudos sobre os SAEs, em paralelo com outros estudos, com a investigação sobre as baterias de íon-lítio por volta de 1960 e 1970 com a fundamentação dados por conta da crise energética da época.

Alinhado com a necessidade de segurança energética a questão ambiental também tem crescido nos últimos anos. O gráfico a seguir demonstra a crescente preocupação com a evolução das energias renováveis no mundo, onde desde 2011 até 2017, a capacidade instalada aumento em cerca de 70%.

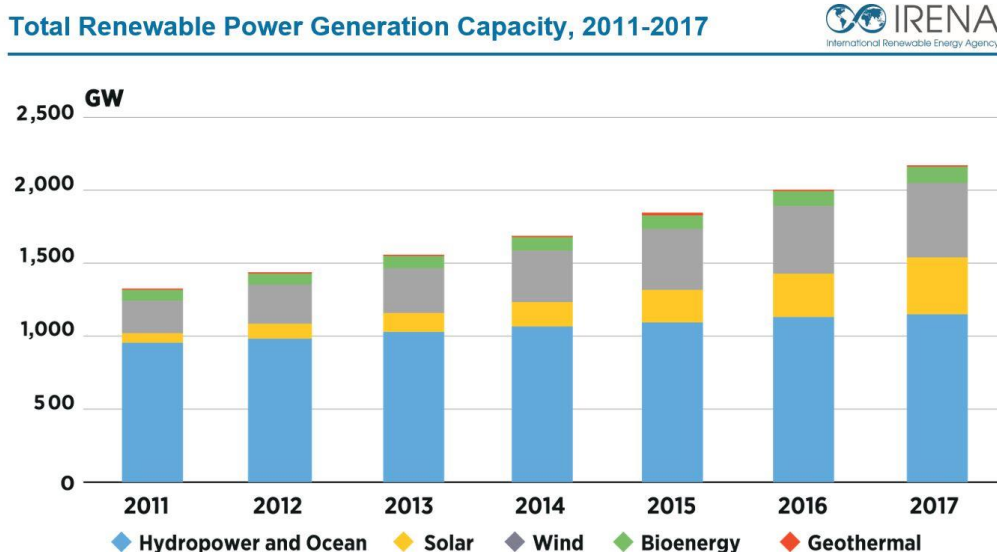


Gráfico 1: Evolução da capacidade instalada de energias renováveis 2011 - 2017 (IRENA, 2018)

No Brasil, de acordo com Moreira [44], a matriz energética renovável brasileira era de 64,9% sendo desta, quase 80% proveniente de geração hídrica da oferta de energia instalada no país. As informações aqui apresentadas destacam a importância deste tema no Brasil e no mundo.

Uma das formas de fomentar mais ainda a inserção das energias renováveis no mercado de energia é fazer com que o consumidor possa adquirir energias diretamente de geradores, por meio de um contrato elaborado e acordado bilateralmente.

Neste teor, o Ambiente de Contratação Livre (ACL) que teve início no final dos anos 90, permite justamente a contratação de energia pelo consumidor livre diretamente do gerador de energia. Em alguns casos, e por conta de requisitos que serão abordados durante essa monografia, o consumidor livre tem como obrigação a contratação de energia proveniente de fonte de energia especiais, o que abrange as energias renováveis.

1.1 OBJETIVO

O objetivo desta monografia é apresentar as oportunidades vinculadas a utilização de Sistemas de Armazenamento de Energia para consumidores no ambiente de contratação livre (ACL).

Analisar para um cenário pré-determinado os resultados obtidos e determinar a viabilidade da utilização dos SAEs. Apresentar as barreiras enfrentadas por essa tecnologia e contextualizar os impostos envolvidos.

Observar as Forças, Oportunidades, Fraquezas e Ameaças por meio de uma matriz SWOT.

1.2 JUSTIFICATIVA

A preocupação por parte dos consumidores de energia elétrica quanto a segurança energética é crescente em nosso país, seja essa preocupação por questões técnicas ou financeiras.

Neste teor, a aplicação de baterias para que o consumidor passar arbitrar quando consumir energia e quando recarregá-la é um tema em ampla discussão no mercado.

Quanto ao Ambiente de Contratação Livre (ACL), pode-se constatar que mais de 75% das maiores cargas do país estão no ACL, onde o cálculo para a viabilidade da aplicação da bateria é diferente do Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

1.3 ESTRUTURA DA MONOGRAFIA

A monografia é composta por um capítulo (capítulo 2) dedicado à ao estado da arte e a revisão da literatura, onde são detalhados os temas sobre sistemas de armazenamento e o ambiente de contratação livre, além da definição dos principais conceitos.

O capítulo 3 é onde são apresentadas a metodologia utilizada para as oportunidades de utilização de sistemas de armazenamento de energia para consumidores no ambiente de contratação livre. Neste capítulo também é discorrido sobre as três principais oportunidades, financeiras, técnicas e ambiental.

O capítulo 4 abrange uma análise financeira simplificando passando pelos resultando financeiros obtidos no capítulo 3 e calculando as principais grandezas econômicas de análise de viabilidade de investimento, *payback*, *payback* descontado e a TIR.

O capítulo 5 detalha as principais barreiras ao armazenamento de energia no mercado brasileiro e serve como fomento para a análise SWOT especificada no capítulo 6.

Já o capítulo 7 são as recomendações do autor quanto a utilização de sistemas de armazenamento de energia para consumidores no ambiente de contratação livre.

No capítulo 8 são expostas as conclusões da monografia e as projeções para trabalhos futuros, acompanhado no capítulo 9 onde são destacadas as referências bibliográficas da monografia.

2 ESTADO DA ARTE

2.1 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

A aplicação dos sistemas de armazenamento de energia elétrica (SAE) no setor elétrico tem como principal propulsor o aumento da participação das energias renováveis - como energia solar e eólica, por exemplo, nestes segmentos. A grande dificuldade para a disseminação desta tecnologia é que sua geração é intermitente, ou seja, o horário que a energia é gerada não está relacionado com o momento que o sistema necessita de mais demanda e sim, com as características climáticas e inertes da natureza. (OS DESAFIOS DO ARMAZENAMENTO DE ENERGIA NO SETOR ELÉTRICO., 2017)

Diante um cenário de insegurança e imprevisibilidade de suprimento, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) aprovou em março de 2017 23 projetos de pesquisa e desenvolvimento (P&D) que haviam sido submetidos à Chamada do Projetos de P&D Estratégico nº 21/2016. Estes projetos como objetivo de desenvolver a tecnologia de aplicação e inserção dos SAEs no setor elétrico brasileiro, de forma sustentável e integrada, além ser uma saída para compensar a intermitência de geração de energia elétrica.

As tecnologias desenvolvidas nos projetos aprovados vão desde baterias de íon de lítio, comumente utilizada em situações que necessitam mobilidade e/ou locomoção, até baterias de hidrogênio e chumbo ácido, utilizadas majoritariamente em usinas reversíveis. (ANEEL, 2017 [2])

Os projetos aprovados são de empresas de diversos setores de energia, geração, distribuição, transmissão e consumo e devem concluir os estudos e os projetos em até 10/05/2021.

O SAE é composto por diversos conjuntos de baterias de Íon-Lítio (por exemplo, a depender da utilização), determinando o tamanho da reserva de energia. Inversores bidirecionais que promovem a capacidade de carregamento e descarregamento das unidades de armazenamento e um controlador com software dedicado a otimizar o despacho da energia o sistema e até mesmo aprender e prever padrões da energia elétrica, possibilitando a operação de forma autônoma.

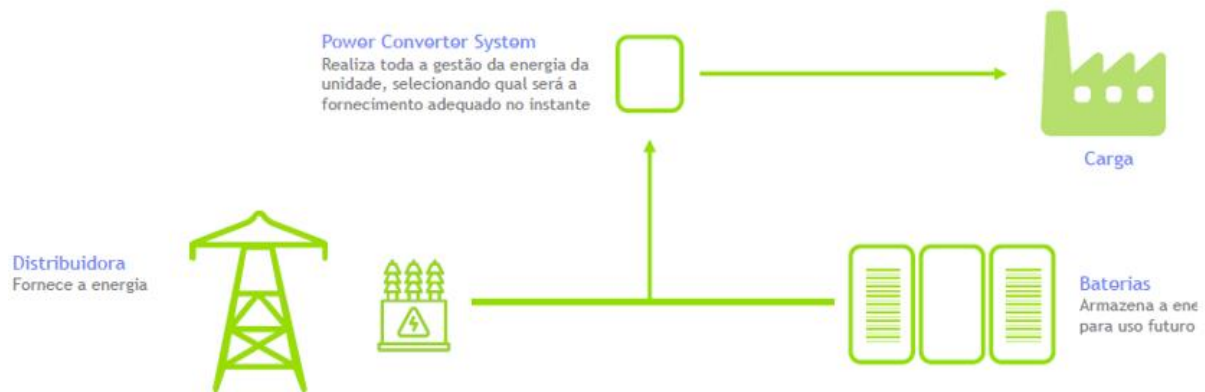


Figura 1: Arquitetura de um SAE (COMERC, 2018)

O *Massachusetts Institute Of Technology (MIT)* por meio do seu departamento de energia (MITEI), categoriza os SAEs de acordo com o método de armazenamento (HART; BONVILLIAN; AUSTIN, 2018):

- *Armazenamento Eletromagnético:* Tecnologia que supercapacitores e ímãs com características de supercondutores para o armazenamento de energia. A energia é armazenada no campo elétrico/magnético gerado;
- *Armazenamento Mecânico:* Faz referência a transformação de energia elétrica em mecânica para o armazenamento, tendo em vista que, quando ocorrer a necessidade do uso, transforma a energia mecânica em elétrica. Para esta aplicação são utilizados bombeamento de água (gerando energia armazenada), sistemas de compressão de ar e volantes de inércia.
- *Armazenamento Eletroquímico:* Exemplo mais comum de bateria onde a energia é armazenada em um potencial eletroquímico entre dois elementos que estão armazenados em um recipiente. Ex.: Baterias e Células combustíveis
- *Armazenamento Térmico:* Utilizam do potencial térmico por meio da termoacumulação de sal fundido, vapor d'água ou água gelada.

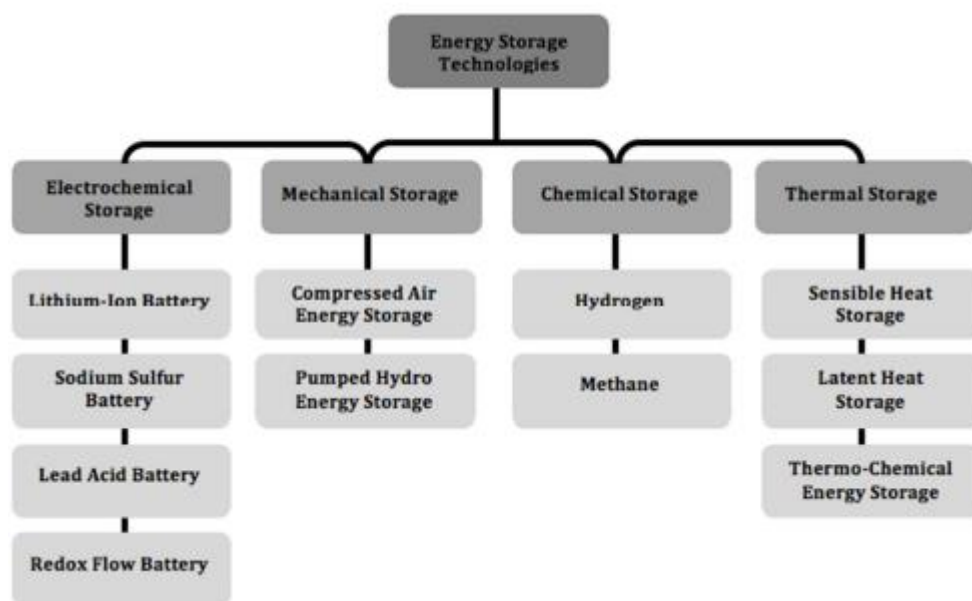


Figura 2: Segmentação dos tipos de SAE (GUSTAVSSON, 2016)

Dentre as tecnologias apresentadas, a bateria de íon-lítio é que vem ganhando mais espaço no mercado, representando cerca de 88% das novas instalações de SAEs de 2016, de acordo com a *International Energy Agency (IEA)*.

The increasing dominance of lithium-ion continues.

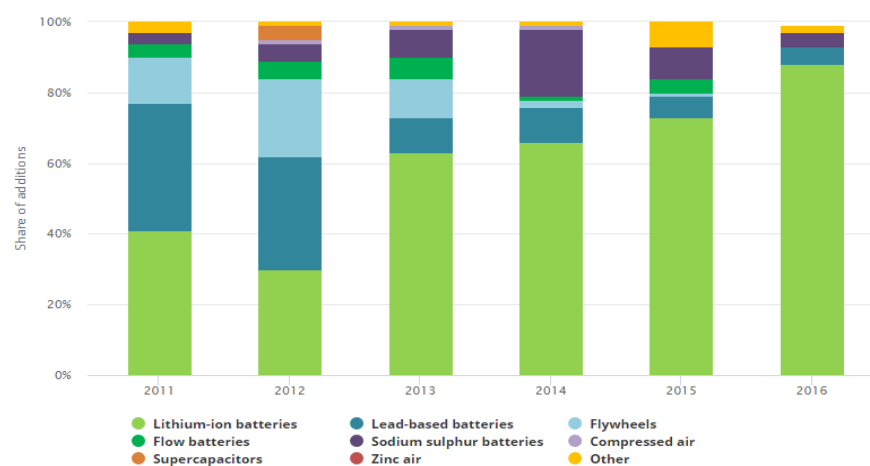


Gráfico 2: Expansão do Market share da tecnologia Íon-Lítio (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA, 2018)

Algumas tecnologias dos SAEs ainda estão fase de projeto, outras em processo de desenvolvimento e algumas já de forma consolidada no mercado, conforme detalhado na figura a seguir.

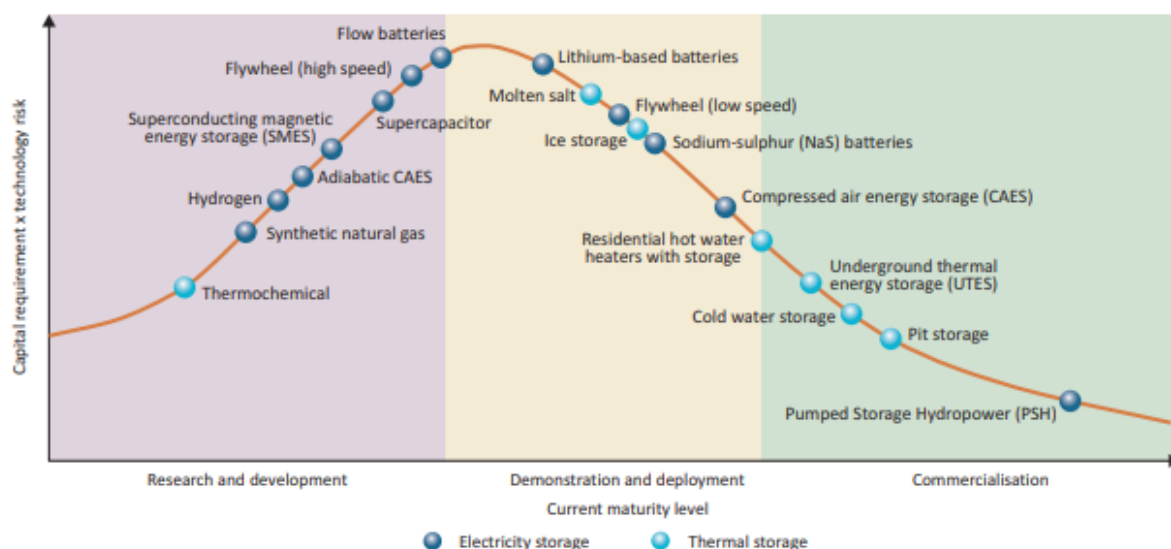


Figura 3: Maturidade das tecnologias dos SAEs (IEA [5], 2014)

Ainda de acordo com a IEA, em 2017, tinha-se cerca de 15.300 MWh de potência instalada - excluindo deste levantamento as tecnologias de bombeamento de água, apresentando um crescimento de apenas 620 MWh em relação ao ano anterior. Do total disponível, as duas principais tecnologias instaladas são de ar-comprimado e as baterias de íon-lítio.

Storage reached 15 300 MWh as of 2017.

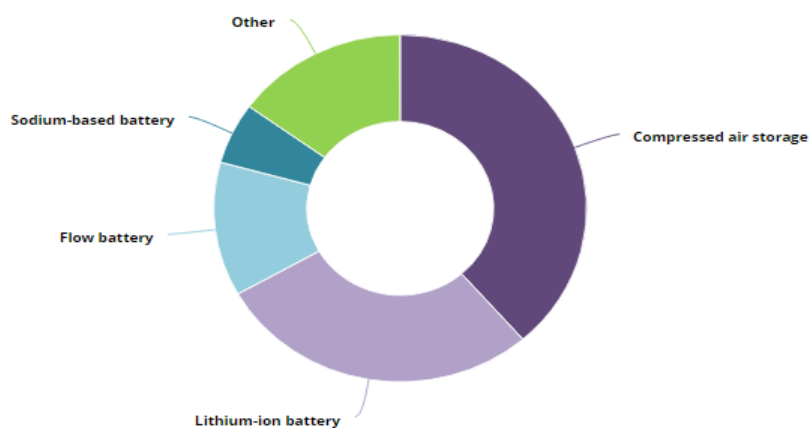


Gráfico 3: Distribuição das tecnologias de SAE instaladas até 2017. (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA, 2018)

Em um cenário mundial, a empresa americana AES é uma das pioneiras quando se trata de sistemas de armazenamento de energia. Com cerca de 10 anos de mercado com a tecnologia *Advancion*, a empresa possui mais de 3.000.000 MWh fornecida neste formato.

Cabe destacar três dos projetos da AES no que tange a utilização da sistemas de armazenamento.

- *AES Warrior Run*: Em operação desde novembro de 2015 e localizado em *Maryland*, nos Estados Unidos, este sistema tem 20 MW de potência instalada e utiliza as baterias de tecnologia Íon-Lítio para suportar sua operação;
- *Dayton Power & Light*: Localizado em *Ohio*, nos Estados Unidos e operando desde setembro de 2013, com 40 MW de potência instalada, este sistema tem arquitetura modular, com base em Íon-Lítio. Tem como objetivo a regulação de frequência da rede;
- *AES Gener Angamos*: Em uma parceria com a ABB, teve seu início da operação em maio de 2012 com 40 MW de potência instalada. Localizada ao norte de Viña del Mar, no Chile, utiliza a tecnologia de Íon-Lítio com o objetivo de suportar a operação de uma planta de geração térmica, gerando uma capacidade de reserva da energia. Este projeto permite um aumento de 4% na geração total da planta.

A *General Electric* (GE) possui cerca de 10 anos de experiência em sistemas de armazenamento de energia, contando com mais de 207 MWh de capacidade de atendimento instalado ou em construção. Destaca-se três projetos mundiais.

- *Ontario, Canadá*: Com o objetivo de garantir a qualidade de energia quanto as interrupções de fornecimento de energia e de oscilações de frequência, foi instalado um sistema de 7 MW de potência instalada com capacidade de atendimento de 7 MWh;
- *França*: Faz parte de um programa de incentivo do uso de sistemas de armazenamento de energia em condições reais de operação. Tem como desafio regular a frequência da rede com uma potência instalada de 1 MW e uma capacidade de atendimento de 560 kWh;
- *Califórnia, Estados Unidos*: Um sistema de armazenamento de energia em sinergia com uma usina termelétrica que permite a resposta imediata durante um evento que impossibilite a usina de gerar energia. Em operação, esta instalação tem 10 MW de potência instalada e uma capacidade de atendimento de 4,3 MWh

No Brasil, a Usina Hidrelétrica de Bariri, da AES Tiete se tornou a primeira instalação de SAE vinculada a uma usina de grande porte e conectada no Sistema Interligado Nacional (SIN). A tecnologia utilizada foi de baterias de lítio com o objetivo de atender a rede em horários de pico, e serviços ancilares. Atualmente o projeto tem capacidade de estocar 161,4 kW, porém, há espaço para a expansão até 1 MW.

A IEA define em sua publicação *Technology Roadmap: Energy Storage* (2014 [5]) as aplicações típicas dos sistemas de armazenamento de energia, conforme detalhado a seguir.

- *Armazenamento Sazonal*: Sistema capaz de armazenar energia por dias, semanas ou meses e atender à carga por longos períodos;
- *Operações de arbitragem de armazenamento*: Armazenar energia quando o preço da energia é barato e/ou quando a demanda é baixa e, na sequência, vender a energia quando o preço é mais caro e há uma maior demanda de energia;
- *Regulação de frequência*: Com uma automação sobre o suprimento de energia é possível regular a frequência de uma determinada região para um ponto de referência. Este gerenciamento é realizado automaticamente e com o tempo de resposta inferior a 1 minuto;
- *Balanço de Carga*: Um mecanismo que opera automaticamente em uma determinada rede a fim de controlar o fluxo de carga e as grandezas elétricas.
- *Controle de Tensão*: O sistema poderá injetar ou absorver energia reativa da rede a fim de atender os parâmetros mínimos de qualidade de tensão estabelecidos em cada país.
- *Black Start*: Operação do sistema de armazenamento de energia quando há um colapso na rede e é necessário o restabelecimento do fornecimento.
- *Reforço ao sistema de Distribuição/Transmissão e adiamento do investimento em infraestrutura*: O SAE pode ser utilizado temporariamente ou geograficamente a fim de suportar uma alta demanda de energia nos sistemas de distribuição e transmissão, fazendo com que não seja necessário o investimento em infraestrutura para atendimento de demanda pontuais.

- *Regulação e Redução da demanda*: O fornecimento de energia por um SAE auxilia o gerenciamento de geração em relação a carga, alterando positivamente sua curva de consumo típica e reduzindo a demanda de pico.
- *Operação não conectada a rede*: Utilização em locais remotos onde as fontes de energia elétrica são provenientes da queima de combustíveis fósseis ou atuando em paralelo com fontes de energia renováveis intermitentes, no caso do solar e da eólicas, armazenamento a energia durante os montantes de maior geração e utilizando durante a necessidade da região.
- *Integração das diversas fontes de energia*: Atua de forma a otimizar a geração de empreendimentos intermitentes, mitigando estes efeitos e trazendo mais qualidade e segurança ao suprimento de energia.

A Tabela 1 detalha que existe uma ampla gama de aplicações potenciais de armazenamento de energia em todos os níveis, desde a geração, transmissão e distribuição de energia até o cliente ou local de carga.

Geração	Serviços de Infraestrutura de Distribuição e Transmissão	Gerenciamento pelo lado do consumidor
Arbitragem	Regulação de frequência e Controle de Tensão	Armazenamento Sazonal
Serviços Ancilares	<i>Black Start</i> e Operação não conectada à rede	Regulação de frequência
Operação não conectada à rede	Reforço ao sistema de Distribuição/Transmissão	Controle de Tensão
Integração de diversas fontes de energia	Adiamento do investimento em infraestrutura	Regulação e Redução da demanda
Armazenamento Sazonal	Regulação e Redução da demanda	Operação não conectada à rede

Tabela 1: Segmentação das aplicações dos sistemas de armazenamento de energia (adaptado de INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA, 2014 e EUROPEAN ASSOCIATION FOR STORAGE OF ENERGY - EASE, 2018)

Até 2030 a *International Renewable Energy Agency - IRENA* estima que até 2030, o custo das instalações de sistemas de armazenamento reduza em até 66% em relação os custos levantados em 2016, conforme Gráfico 4.

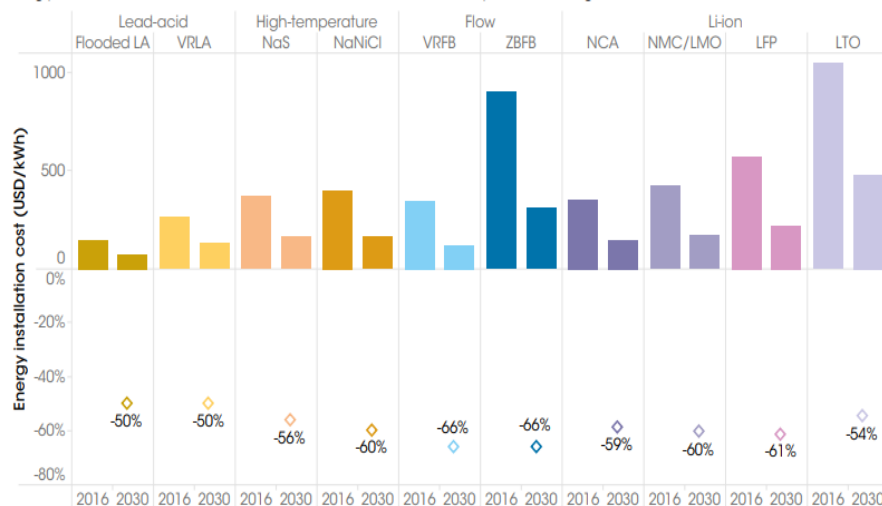


Gráfico 4: Estimativa de custos de instalações de armazenamento de energia de 2016 e 2030 (INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY - IRENA, 2017)

Na Alemanha, por exemplo, os custos com SAE de pequena escala diminuiriam mais de 60% desde o final de 2014. A melhoria da viabilidade económica, por sua vez, abriu novas aplicações para armazenamento de energia. (INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY - IRENA, 2017)

Ao que se mostra, a tecnologia de armazenamento de energia já está consolidada no mercado internacional e, no Brasil, mostra-se promissora com o início do programa de pesquisa e desenvolvimento desenvolvido pela ANEEL (Chamada Pública nº 21/2016). Entretanto, ainda é necessária uma política específica para este segmento ditando fundamentos legais para a sua aplicação e questões de incentivos.

Em países do hemisfério norte, entretanto, existem alguns apoios governamentais a serem destacados, como por exemplo:

- *Alemanha*: Criou um subsídio para projetos de armazenamento de energia elétrica de pequena escala para impulsionar a geração distribuída no país.
- *Estados Unidos*: Permite que companhias que não são eletrointensivos prestem serviços ancilares de energia para a rede elétrica.
- *Japão*: Financiamento de até 75% dos custos dos sistemas de armazenamento de energia com o objetivo de redução do custo do sistema.
- *Canadá*: O ministério de energia de Ontário regularizou a tarifa *feed-in* que proporciona novas oportunidades de aplicação de sistemas de armazenamento de energia e de geração de energia renovável.

A fim de guiar os países a construir uma base política regulatória para alavancar os investimentos e resultados na área de armazenamento de energia, a *IEA* definiu recomendações a serem seguidas para estruturar o crescimento desta tecnologia.

Principal Stakeholder	Ações
Governos	Criação de um banco de dados sobre tecnologias de armazenamento de energia, detalhes de projetos, especificações dos sistemas, custos e performances;
	Suportar pesquisas de materiais e ganhos de eficiência por meio da produção em massas dos sistemas de armazenamento, melhorando a qualidade da energia e reduzindo os custos;
	Desenvolver programas de treinamento especializado focados na tecnologia de sistemas de armazenamento;
	Desenvolver e publicar normas e protocolos;
	Dirimir a distorção de preços e incentivar a concorrente transparente entre os fornecedores.
Indústria	Quantificar o potencial de armazenamento de energia na infraestrutura existente;
	Melhorar a arquitetura de montagem dos sistemas de armazenamento para que melhore a confiabilidade e o desempenho do sistema;
	Reformar as instalações de armazenamento de energia existentes para aumentar a eficiência e a flexibilidade;
	Explore novos modelos de negócios para superar a barreira dos altos custos iniciais de soluções de armazenamento de energia inovadoras e eficientes.
Universidades e Centros de Pesquisa	Acelerar os esforços de pesquisa e desenvolvimento focados na otimização da integração de tecnologias de armazenamento de energia no sistema de energia.
Instituições Financeiras	Agilizar o processo de financiamento de novos sistemas de armazenamento em grande escala, com orientações claras sobre os requisitos e documentação.
Organizações Não Governamentais	Implementar campanhas de conscientização do consumidor para aumentar de sistemas de armazenamento de energia e o gerenciamento do consumo (gerenciamento pelo lado da demanda).

Tabela 2: Ações para fomentar o crescimento dos sistemas de armazenamento de energia (adaptado de *INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA, 2014*)

O mercado de sistemas de armazenamento de energia apresenta alguns modelos de negócios baseados na ótica de quem é o proprietário do SAE, podendo ser citados os modelos de propriedade da concessionária de energia ou de propriedade privada (SILVA [37], 2016).

- *Propriedade de Concessionária*: A concessionária de energia é responsável pela contratação de um prestador de serviço. Este prestador é responsável por desenvolver, financiar e construir o projeto, até que este seja transferido à distribuidora por um preço especificado. Deve ser construído dentro da área de concessão da distribuidora de energia e aspectos referentes a manutenção e operação são acordados entre as partes envolvidas.
- *Propriedade Privada*: O SAE é propriedade da empresa que desenvolve o projeto e, por meio de contratos (Contratos de Trabalho por encomenda – *Tolling Contracts*) ou acordos (Acordos de Compra de energia – *Power Purchase Agreements – PPAs*), a concessionária paga pela potência e energia.

Outro modelo de negócio disponível para este mercado é a parceria com empresas ESCO (*Energy Service Company*). A empresa é responsável por todo o projeto do SAE, operação e manutenção durante o período de contratação. A remuneração da empresa ocorre do ESPC (*Energy Savings Performance Contract*) ou seja, por meio das economias obtidas, não havendo a necessidade de investimento inicial do comprador.

2.2 AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE (ACL) – MERCADO LIVRE – NA ÓTICA DO CONSUMIDOR

O Ambiente de Contratação Livre (ACL) incluem todas as esferas do sistema elétrico, desde a geração, transmissão, distribuição e consumidores. No ACL o consumidor pode escolher de quem comprará e acordar bilateralmente as condições do contrato que vincula ambas as partes, vendedor de energia e comprador de energia.

Apesar do consumidor comprar a energia de forma livre e bilateral, a entrega física da energia ocorrerá pela distribuidora autorizada em atuar na região que o consumidor está instalado (Figura 4). Portanto, haverá obrigações que o consumidor tem perante o ACL e outras perante a distribuidora local.

Um consumidor pode adquirir sua energia diretamente de uma empresa de geração de energia ou através de um Comercializador. O Comercializador é uma figura criada no ACL que atua como facilitador entre a relação do gerador de energia, interessado na venda de sua energia, e o consumidor, buscando a contratação sua necessidade com as melhores condições possíveis.

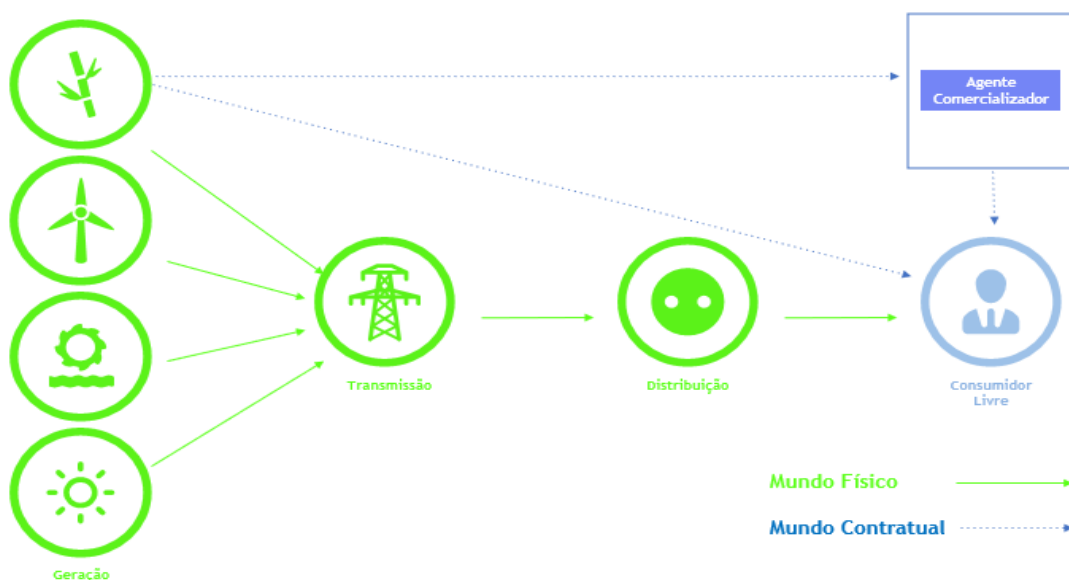


Figura 4: Funcionamento do ACL (COMERC, 2018)

Para participar do ACL, São necessários preencher alguns requisitos, dentre eles (adaptado de ABRACEEL, 2016):

- *Medição Específica:* Trata-se de investimentos necessários para a adequação do sistema de medição de consumo já instalado, adotando as especificidades técnicas exigidas pela CCEE. Deve ser instalado um equipamento de telemetria para que os dados de consumo sejam enviados automaticamente para os ambientes da Câmara e então, contabilizados.
- *Participação na CCEE:* Deve se tornar um agente perante a CCEE para que participe dos sistemas de contabilização e contratação de energia. Neste caso, o participante do ACL deverá pagar à CCEE uma taxa de contribuição associativa que servirá para remunerar as atividades da própria Câmara, visto que esta não tem fins lucrativos.

E, perante a Câmara, o consumidor pode ser classificado como (CCEE - 2018 [8]):

- *Consumidor Livre:* Tem a opção de comprar energia de qualquer fornecedor, por meio da negociação bilateral entre eles.

Para se tornar um consumidor livre, devem ser atendidos os seguintes requisitos: possuir Montantes de Uso do Sistemas de Distribuição (MUSD) maior ou igual a 3 MW, caso seja conectado à rede elétrica após a 08/07/1995 ou, possuir MUSD maior ou igual a 3 MW, com tensão maior ou igual a 69 kV, se conectado na rede elétrica antes de 08/07/1995

- *Consumidor Especial:* Consumidores conectados a uma tensão maior ou igual a 2,3 kV e tem a opção de contratar energia de qualquer fornecedor que comercializa energias provenientes de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) ou de fontes incentivadas especiais - eólica, biomassa ou solar, por exemplo, por meio de contratos de energia incentivada.

Deve possuir MUSD maior ou igual a 3 MW e tensão menor que 69 kV, se conectado à rede elétrica antes de 08/07/1995*, ou possuir MUSD entre 0,5 MW e 3 MW ou, possuir um conjunto de unidades consumidoras, onde cada uma tenha o próprio MUSD maior ou igual a 0,03 MW, e que reunidas em comunhão que totalize um MUSD maior ou igual a 0,5 MW.

O processo de comunhão é para casos onde uma unidade consumidora não tenha demanda suficiente para ingressar sozinha ao ACL. A comunhão pode ocorrer de por dois motivos: *de fato*, quando as unidades consumidoras estão situadas em áreas contíguas e *de direito*, onde as unidades consumidoras possuem a mesma raiz de CNPJ e situadas na mesma sub-região ou submercado.

* A lei nº 13.360/2016 incluiu o § 2º-A ao artigo 15 da Lei nº 9.074/95 com a seguinte redação:

§ 2º-A. A partir de 1º de janeiro de 2019, os consumidores que, em 7 de julho de 1995, consumirem carga igual ou superior a 3.000 kW (três mil quilowatts) e forem atendidos em tensão inferior a 69 kV poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do sistema.

Eliminando a obrigatoriedade da contratação de energia incentivada para consumidores com MUSD contratado maior que 3 MW e conectados em qualquer nível de tensão maior ou igual a 2,3 kV.

Conforme dados divulgados pela CCEE, até maio de 2018, o número de consumidores no mercado livre passa de 5.000, trazendo mais robustez ao mercado.

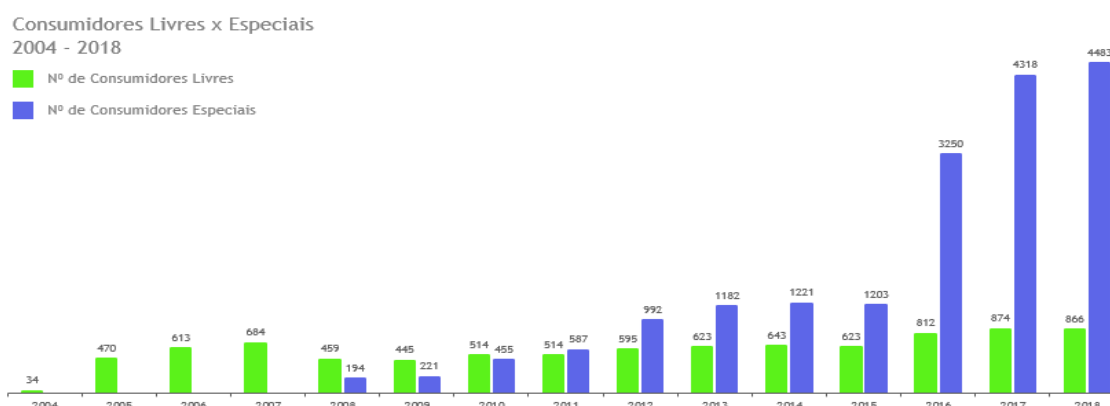


Figura 5: Crescimento do Mercado livre de Energia (COMERC, 2018)

Todos os consumidores que adquirirem energia por meio de um contrato de energia incentivada obterão um benefício de desconto nas tarifas de uso do sistema de distribuição e transmissão (TUSD e TUST).

A metodologia do desconto na TUSD/TUST teve como objetivo, promover o desenvolvimento e a inserção das fontes alternativas de energia no setor elétrico, de forma a trazer competitividade para estas fontes. Os incentivos criados pela legislação brasileira beneficiam tanto os empreendimentos de geração quanto o consumidor que adquirir energia destes empreendimentos.

Desta forma, a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, estabelece em seu § 1º artigo 26 que, os empreendimentos nela enquadrados, por determinação da ANEEL poderiam fazer jus a percentual de redução não inferior a 50% a ser aplicado na TUSD/TUST (CCEE, 2018 [9]). Uma vez comercializada essa energia com um consumidor final, este recebe o percentual de redução na tarifa recebida da distribuidora.

A seguir estão listados os tipos de empreendimentos e qual o percentual de desconto que estes estão homologados a conceder a contraparte que adquirir sua energia.

Tipo de Energia	Com outorga antes de 2016		Com outorga depois de 2016	
	Máxima Potência Produzida (MW)	Desconto Concedido (%)	Máxima Potência Produzida (MW)	Desconto Concedido (%)
Solar	0 a 30	50 a 80	0 a 50	50 a 80
Eólica	0 a 30	50	0 a 50	50
Biomassa	0 a 30	50	0 a 50	50
Hidráulicas	0 a 30	50	0 a 30	50
Cogeração Qualificada	0 a 30	50 a 100	0 a 300	50 a 100

Tabela 3: Desconto na TUSD/TUST por tipo de energia (adaptado de CCEE, 2018 [9])

A Câmara também é responsável pelo cálculo do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) e pelas operações no Mercado de Curto Prazo (MCP).

- *Preço de Liquidação de Diferenças:* O PLD é calculado pela CCEE de acordo com as premissas de operação do sistema interligado nacional (SIN), definidas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). O PLD reflete o Custo Marginal de Operação (CMO) que foi alcançado pelo ONS quando definiu o despacho hidrotérmico mais vantajoso para o sistema.

É calculado semanalmente e por patamar de carga, por meio dos sistemas computacionais NEWAVE e DECOMP. Estes sistemas levam em consideração diversas informações de operação inseridas pelo ONS, como

por exemplo, níveis de reservatório, previsão de chuvas, previsão de carga, entre outros e de acordo com funções de custo futuro, calculam o PLD que será vigente para a próxima semana operativa (de sábado a sexta).

Como no ACL a contratação de energia é realizada por meio de contrato futuros, o PLD é utilizado como balizador de preços de mercado. As expectativas de PLD podem impactar diretamente o custo da contratação no ACL.

- *Mercado de Curto Prazo:* As diferenças entre os montantes contratados e o efetivamente consumido são contabilizadas pela CCEE e então apuradas/liquidadas no mercado de curto prazo onde, o PLD é utilizado para valorar eventuais déficits ou superávits de energia.

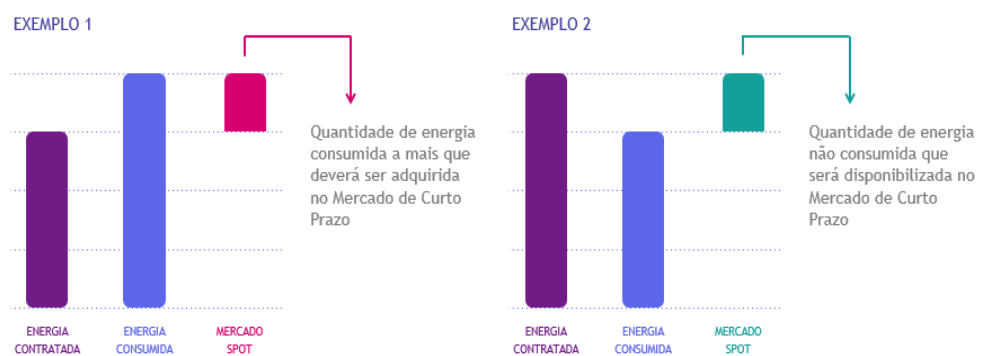


Figura 6: Exemplo de exposição no MCP (COMERC, 2018)

Como no ACL a contratação de energia é acordada bilateralmente entre as partes, existem algumas ferramentas contratuais que podem contribuir para dirimir os riscos de exposições ao Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) e do Mercado de Curto Prazo (MCP).

- *Sazonalização:* Permite distribuir o volume contratado ao longo do ano. O aumento ou redução é limitado a um percentual e o montante anual sazonalizado tem que ser igual ao montante anual contratado, ou seja, uma redução/aumento num determinado mês precisa ser compensado como aumento/redução em outro.

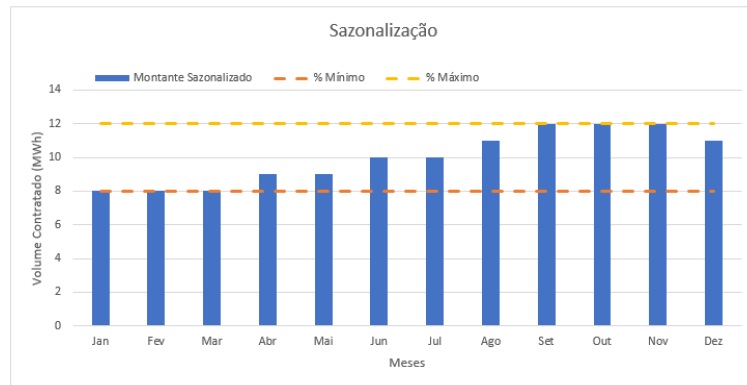


Gráfico 5: Exemplo de Sazonalização (do autor, 2018)

- **Flexibilidade:** Ferramenta contratual que permite ao consumidor tenha uma variação permitida do volume mensal sazonalizado contratado. São limitados a percentuais, havendo ou não a necessidade de contratação mínima anual.

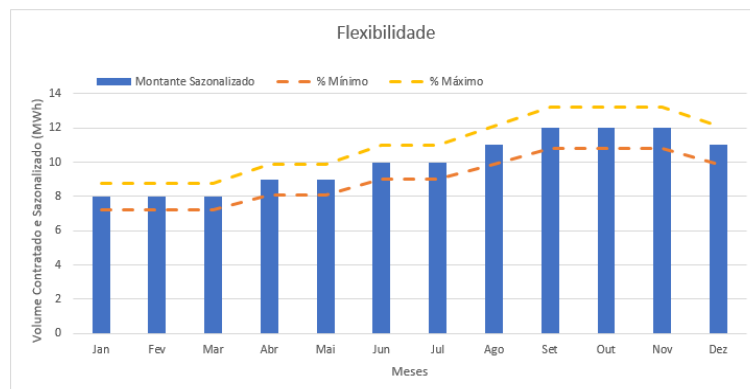


Gráfico 6: Exemplo de Flexibilidade (do autor, 2018)

- **Modulação:** Distribuição horária do montante contratado. Existem ferramentas onde o contrato segue o perfil de consumo da unidade consumidora inteiramente ou, limitados a percentuais de variação.

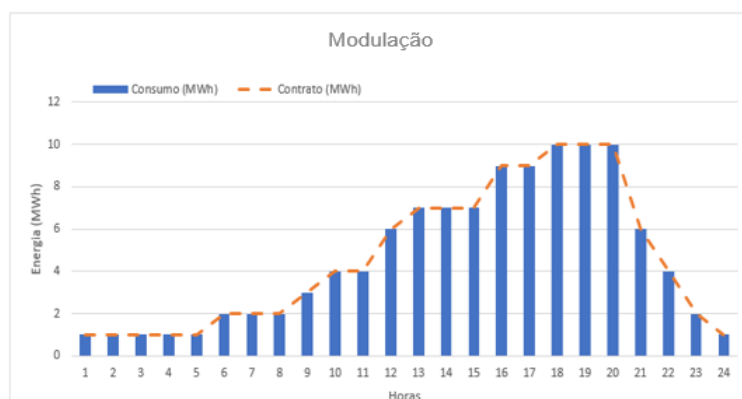


Gráfico 7: Exemplo de Modulação conforme perfil de carga (do autor, 2018)

De acordo com a ABRACEEL [10] (2016), a participação do consumidor no ACL traz uma série de vantagens:

- *Poder de Escolha*: O consumidor pode escolher o melhor momento para comprar sua energia, podendo escolher o período de contratação, combinando preços bilateralmente e acordando as ferramentas contratuais e as fontes de geração desejadas;
- *Competitividade*: Redução no preço final da energia no ACL em virtude da permanente concorrente entre os geradores e comercializadores. Estimula a criação de novos produtos de venda de energia, beneficiando o consumidor final;
- *Previsibilidade*: Contratando energia por um longo período, o consumidor consegue prever custos de energia elétrica. Riscos associados ao aumento das tarifas de energia das distribuidoras e das bandeiras tarifárias não estão previstos no ACL.

2.3 PRINCIPAIS CONCEITOS – ÓTICA DO CONSUMIDOR NO ACL

2.3.1 Consumo e Demanda

O manual de tarifação de energia elétrica, elaborado pela Eletrobras em conjunto com a equipe do Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL) define os seguintes conceitos (ELETROBRAS [19], 2011).

- *Consumo de Energia Elétrica*: Quantidade de potência elétrica consumida, em um determinado período, expresso em (kWh ou MWh). Para um determinado equipamento elétrico, o valor do consumo o produto da potência do equipamento pelo período de utilização. Da mesma forma, para um consumidor, a é soma dos produtos de seus equipamentos. É regulamentado pela ANEEL as tarifas de energia (TE) aplicável para consumidores no Ambiente de Contratação da Regulada (ACR) para a remuneração das concessionárias de energia. No ACL, há a obrigatoriedade de contratação bilateral de energia entre o consumidor e o vendedor de energia com preços livremente arbitrados.
- *Demanda*: Média das potências elétricas verificadas pela parcela de carga durante um intervalo de tempo específico.
- *Demanda Contratada*: Necessidade de demanda ativa a ser contratada junto a concessionária de energia local, no ponto de entrega. O valor e o período da vigência estão detalhados no contrato assinado entre as partes e deverá ser integralmente paga à concessionária mesmo que não seja utilizada. Mecanismo com a função de remunerar a infraestrutura da concessionária de distribuição local. Expressa em kW e com tarifas homologadas pela ANEEL.
- *Demanda de Ultrapassagem*: É a demanda medida que ultrapassou a demanda contratada junto a concessionária de energia. A ANEEL define, junto às solicitações das concessionárias de energia elétrica uma tarifa diferenciada para a ultrapassagem de demanda, que é significativamente maior do que a tarifa da demanda contratada. Só é tarifado pela concessionária como demanda de ultrapassagem quando a demanda medida é superior a 5% a demanda contratada.

- *Demanda Faturável*: Valor da demanda de potência ativa que, de acordo com os critérios de medição estabelecidos é considerado para faturamento da concessionária de energia. Expressa em kW e com tarifas homologadas pela ANEEL.
- *Demanda Medida*: Maior demanda de potência ativa, integralizada no intervalo de 15 minutos durante todo o período de faturamento. Expressa em kW.

2.3.2 Submercados

Conforme definido na Resolução Normativa ANEEL nº 109, define que os submercados são “*divisões do Sistema Interligado Nacional - SIN para quais são estabelecidos Preços de Liquidação das Diferenças - PLDs específicos e cujas fronteiras são definidas em razão da presença e duração de restrições relevantes de transmissão aos fluxos de energia elétrica no SIN*” (ANEEL [16], 2004). Os submercados são divididos Sul, Sudeste e Centro-Oeste, Nordeste e Norte (Figura 7).



Figura 7: Submercados e Linhas de Transmissão (COMERC, 2018)

A Figura 7 mostra também o horizonte de 2017 das linhas de transmissão do ONS que corrobora definição de submercado definido pela ANEEL.

2.3.3 Níveis de Tensão e Estrutura Tarifária

As unidades consumidoras no ACL podem ser classificadas como *Grupo A* que tem como principal característica a tensão de conexão igual ou superior a 2,3 kV, ou que são atendidas por sistemas subterrâneo de distribuição. A Tabela 4 divide os consumidores em 6 grupos, de acordo com o nível de tensão, conforme definido na Resolução Normativa ANEEL nº 414.

Subgrupo	Nível de Tensão
A1	Superior a 230 kV
A2	88 kV a 138 kV
A3	69 kV
A3a	30 kV a 44 kV
A4	2,3 kV a 25 kV
AS	< 2,3 kV

Tabela 4: Subgrupos e Nível de tensão para os consumidores no ACL (ANEEL [11], 2010)

Neste grupo, o consumidor ainda deve optar pela estrutura tarifária a qual será faturado pela distribuidora. Conforme definição da ANEEL e redigida pela Resolução Normativa ANEEL nº 479, a *Estrutura Tarifária* é um “conjunto de tarifas, aplicados ao faturamento do mercado de distribuição de energia elétrica, que refletem a diferenciação relativa dos custos regulatórios da distribuidora entre os subgrupos, classes e subclasses tarifárias, de acordo com as modalidades e postos tarifários” (ANEEL [12], 2010).

Para consumidores no ACL, do grupo A, a Resolução Normativa ANEEL nº 482, define o conceito de *Estrutura Tarifária Horosazonal* que, conforme a ANEEL é “caracterizada pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de elétrica e demanda de potência de acordo com as horas de utilização do dia e dos períodos do ano” (ANEEL [13], 2012).

São divididas em duas modalidades (ANEEL [13], 2012):

- *Tarifa Horosazonal Azul*: Modalidade onde ocorre a aplicação de tarifas diferenciadas de consumo (R\$/kWh) de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano. Também precifica tarifas diferenciadas de demanda (R\$/kW) de acordo com as horas de utilização do dia;
- *Tarifa Horosazonal Verde*: Modalidade onde ocorre a aplicação de tarifas diferenciadas de consumo (R\$/kWh) de acordo com as horas de utilização

do dia e os períodos do ano. Porém, com uma única tarifa de demanda (R\$/kW) precificada.

2.3.4 Postos Tarifários e Patamares de Carga

Regulamentado pela Resolução Normativa nº 414, os postos tarifários permitem a contratação e o faturamento da energia e da demanda a depender das horas do dia. Cada período do dia é dividido em *Horário de Ponta* e *Horário Fora de Ponta* e podem variar de distribuidora para distribuidora.

- *Horário de Ponta*: Período de 3 horas diárias consecutivas definidas pela distribuidora que leva em consideração a curva de carga da região atendida. Deve ser aprovado pela ANEEL, igualmente para toda a área de concessão da distribuidora e com a não aplicação em sábados, domingos e feriados nacionais.
- *Horário Fora de Ponta*: Demais horas do dia consecutivos e complementares ao *Horário de Ponta*. São aplicadas igualmente em toda a área de concessão da distribuidora e devem ser aprovadas pela ANEEL.

A Resolução Normativa nº 414 ainda define um horário tarifado reservado e aplicado exclusivamente ao consumidor irrigante. Normalmente de madrugada, onde à carga destinada à irrigação ou aquicultura recebem um desconto nas tarifas. Existem outros grupos que possuem descontos nas tarifas, semelhante ao da irrigação, como é o caso dos consumidores classificados como *Saneamento*, *Rural* e/ou que comprovem sazonalidade no consumo.

No ACL existe o modelo de patamares de carga que visam representar em diferentes horas do dia, a carga do sistema e qual o real custo de operação para atendimento desta carga. Com base nesta metodologia, são obtidos os Custos Marginais de Operação (CMO) em R\$/MWh que, definidos por um valor máximo e mínimo, se tornam o PLD, para cada período semana e cada patamar de cada submercado.

Os patamares de carga são divididos em (CCEE [14], 2018):

- *Leve*: Horários do dia em que se observam os menores consumos de energia elétrica;
- *Médio*: Horários do dia em que o consumo de energia elétrica é mediano;

- *Pesado*: Horários do dia nos quais o consumo de energia elétrica é maior e podem ocorrer picos.

Até a última semana operativa de 2018, os *Patamares de Carga* são divididos durante horas do dia em dois grupos, de segunda a sábado e outro de domingos e feriados.

Até a última semana operativa de 2018																								
Tipo 1 - De segunda a sábado																								
Patamar de carga	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Sem horário de verão																								
Com horário de verão																								

Até a última semana operativa de 2018																								
Tipo 2 - domingos e feriados																								
Patamar de carga	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Sem horário de verão																								
Com horário de verão																								

Figura 8: Patamares de Carga até a última semana operativa de 2018 (adaptado de CPAMP [14], 2018)

Entretanto, em julho de 2018, teve início os estudos para alteração dos patamares de carga, com o intuito de ajustar estes patamares a atual realidade de operação do SIN. Com isso, a Comissão Permanente Para Análise de Metodologias e Programa Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP), aprovou para entrar em vigor a partir da primeira semana operativa de 2019, uma nova distribuição dos patamares de carga.

A definição de qual patamar será aplicado para cada hora do dia passa a ser definido de acordo com a estação do ano, *Verão*, *Inverno* e *Intermediário*.

Até a última semana operativa de 2018																								
Tipo 1 - Dias de semana (segunda a sexta)																								
Patamar de carga	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Verão (dez a mar)																								
Intermediário (abr, set e out)																								
Inverno (mai a ago)																								

Até a última semana operativa de 2018																								
Tipo 2 - Sábado, domingo e feriados																								
Patamar de carga	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Verão (dez a mar)																								
Intermediário (abr, set e out)																								
Inverno (mai a ago)																								

Figura 9: Patamares de Carga a partir da primeira semana operativa de 2019 (adaptado de CPAMP [14], 2018)

2.3.5 Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica

É caracterizado pela ANEEL que a distribuição de energia elétrica é o segmento do ser dedicado ao fornecimento de energia elétrica ao consumidor final, por meio do rebaixamento de tensão proveniente dos sistemas de transmissão que trazem o fluxo de energia fornecido pelas centrais geradoras.

A operação do sistema de distribuição ocorre desde as baixas tensões - igual ou inferior a 1 kV, média tensão - superior a 1 kV e inferior a 69 kV e em altas tensões - superior a 69 kV e inferior a 230 kV, formando uma rede completa com conjuntos de equipamento e instalações que suportam o fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais.

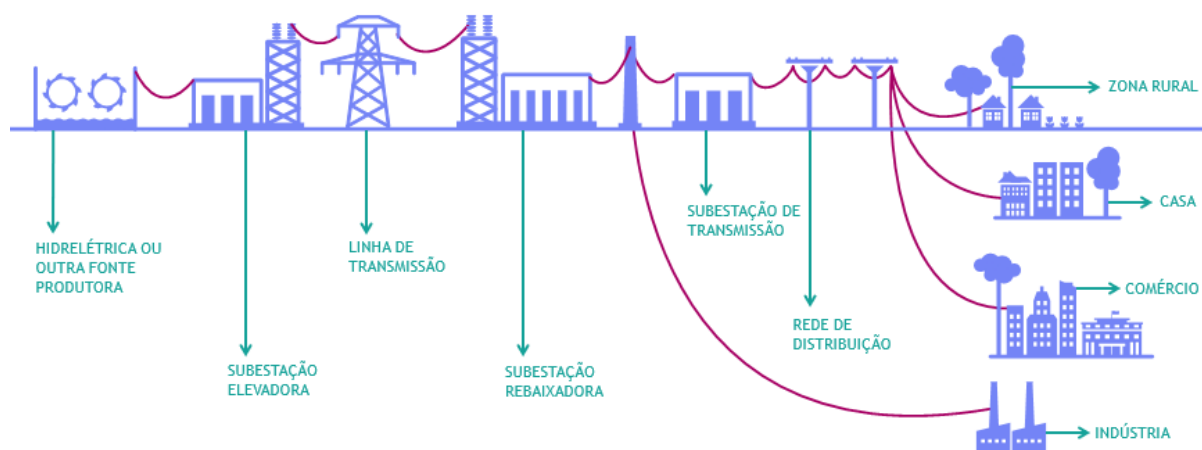


Figura 10: O caminho da Energia (COMERC, 2018)

Atualmente no Brasil existem 114 distribuidoras de energia elétrica, sendo que 63 são classificadas como concessionárias, 38 como permissionárias e 13 como cooperativas de eletrização rural (Figura 11).



Figura 11: Distribuidoras de Energia outorgadas pela ANEEL (ANEEL [35], 2016)

As distribuidoras de energia elétrica devem prestar serviços público aos consumidores conforme estabelecido no contrato regulado pela ANEEL. Os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica do Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), conforme definição da ANEEL são documento que “(...) *normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica*” (ANEEL [21], 2017).

O PRODIST define as principais atividades de regulação da distribuição (ANEEL [22], 2018).

- Estabelecimento de regras e procedimento referentes ao planejamento da expansão, ao acesso, operação e medição dos sistemas de distribuição incluindo o desenvolvimento de redes inteligentes e gerenciamento do lado da demanda;
- Estabelecimento dos indicadores de qualidade do serviço e do produto de energia elétrica;
- Regulação das condições gerais de fornecimento de energia elétrica;
- Implementação e acompanhamento da universalização do acesso à energia elétrica; e
- Implementação e aplicação da tarifa social de energia elétrica.

Por meio do módulo 8 do PRODIST, são regulamentados os indicadores de qualidade do fornecimento de energia por parte das concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica. Para os indicadores de continuidade do serviço, são mensurados a frequência e a duração das interrupções de fornecimento, maiores que três minutos ocorridas nos consumidores (ANEEL [23], 2018).

- *Duração Equivalente de interrupção por unidade Consumidora (DEC)*: Intervalo de tempo que, em média, no período de apuração, em cada unidade consumidora do conjunto ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica;
- *Frequência Equivalente de interrupção por unidade Consumidora (FEC)*: Número de interrupções ocorridas, em médias, no período de apuração, em cada unidade consumidora do conjunto considerado;
- *Duração de Interrupção individual por unidade Consumidora (DIC)*: Intervalo de tempo que, no período de apuração, em cada unidade consumidora ou ponto de conexão ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica;
- *Frequência de Interrupção individual por unidade Consumidora (FIC)*: Número de interrupções ocorridas, no período de apuração, em cada unidade consumidora ou ponto de conexão. Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou ponto de conexão
- *Duração Máxima de Interrupção contínua por unidade Consumidora (DMIC)*: Tempo máximo de interrupção contínua de energia elétrica, em uma unidade consumidora ou ponto de conexão.
- *Duração de Interrupção Individual ocorrida em dia Crítico por unidade Consumidora ou ponto de conexão (DICRI)*: Corresponde à duração de cada interrupção ocorrida em dia crítico, para cada unidade consumidora ou ponto de conexão.

Já para os indicadores de qualidade do produto, destaca-se, de acordo com o módulo 8 do PRODIST, os seguintes fenômenos.

- *Tensão em regime permanente*: A tensão em regime permanente deve ser monitorada pelas concessionárias e permissionárias de distribuição de energia fim de atender os padrões estabelecidos, devendo atuar de forma preventiva.

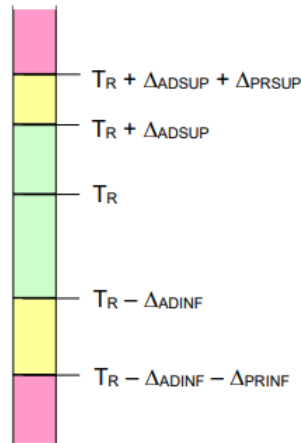


Figura 12: Faixas de Tensão em relação à de referência (ANEEL [23], 2018)

Onde:

Tensão de Referência (T_R);

Faixa Adequada de Tensão ($T_R - \Delta_{ADINF}$, $T_R + \Delta_{ADSUP}$);

Faixas Precárias de Tensão ($T_R + \Delta_{ADSUP}$, $T_R + \Delta_{ADSUP} + \Delta_{PRSUP}$ ou $T_R - \Delta_{ADINF} - \Delta_{PRINF}$, $T_R - \Delta_{ADINF}$)

Faixas Críticas de Tensão ($> T_R + \Delta_{ADSUP}$ ou $< T_R - \Delta_{ADINF} - \Delta_{PRINF}$)

- **Variação de Frequência:** A frequência deve ser mantida entre 59,9 Hz e 60,1 Hz, em cenários de regime permanente. Caso a frequência chegue em patamares de 59,5 Hz e 60,5 Hz, as unidades geradoras em conjunto com a distribuidora devem garantir o retorno à frequência aceitável em até 30 segundos. Em casos extremos acima das bandas anteriores, permitisse o corte de carga/geração;
A frequência pode permanecer acima de 62 Hz por no máximo 30 segundos e acima de 63,5 Hz, 10 segundos. No patamar inferior, pode permanecer abaixo de 58,5 Hz por no máximo 10 segundos e abaixo de 57,5, por 5 segundos.

Em nenhum momento pode exceder 66 Hz ou ser inferior a 56,5 Hz.

3 OPORTUNIDADES

As oportunidades de utilização de sistemas de armazenamento de energia por consumidores participantes do ambiente de contratação livre começam com a identificação de padrões de consumo dos diversos segmentos econômicos brasileiros.

A CCEE divide os participantes do ACL em 15 os segmentos de consumo conforme o ramo de atividade:

- | | |
|-----------------------------------|----------------------|
| 1. Metalurgia e Produtos de Metal | 9. Serviços |
| 2. Químicos | 10. Têxteis |
| 3. Minerais Não-Metálicos | 11. Comércio |
| 4. Madeira, Papel e Celulose | 12. Transporte |
| 5. Manufaturados diversos | 13. Bebidas |
| 6. Alimentícios | 14. Saneamento |
| 7. Extração de Minerais Metálicos | 15. Telecomunicações |
| 8. Veículos | |

Dos 15 segmentos, serão analisados 5: *Bebidas, Comércio, Serviços, Têxteis e Veículos*. Com a definição dos segmentos a serem estudados, dá-se início a fase de levantamento dos dados de medição para consolidação da curva de carga típica por segmento. Para isto, a metodologia utilizada foi a seguinte:

- Escolhido aleatoriamente 5 empresas de cada segmento, em uma base de mais de 1.500 empresa, e extraído do ambiente de Sistema de Coleta de Dados de Energia (SCDE) os dados de medição dos últimos 5 anos de operação no ACL.
- Para cada empresa e para cada mês, foi apurado o valor percentual de consumo de cada hora do mês, para que seja possível comprar empresas de diversos portes de consumo.

$$Consumo_{Horário} (\%) = \frac{Consumo_{Horário}(MWh)}{Consumo_{Mensal}(MWh)}$$

Equação 1: Consumo Horário de percentual (do autor, 2018)

- Com o consumo em percentual, para cada empresa foi calculada a média e o desvio padrão por dia da semana, considerando os 5 anos de consumo apurado.

$$Média_{dia da semana} (\%) = \frac{\sum_{Ano=1}^{Ano=n} Consumo_{Horário} (\%)}{n}, por dia da semana$$

Equação 2: Média dos consumos por dia da semana (do autor, 2018)

$$Desvio\ Padrão_{dia da semana} (\%) = \sqrt{\frac{\sum_{Ano=1}^{Ano=n} (Consumo_{Horário} (\%) - Média_{dia da semana} (\%))^2}{n}}$$

Equação 3: Desvio Padrão da série de consumos por dia da semana (do autor, 2018)

- Com os valores de média e desvio padrão calculados, foram retirados da série de consumo de cada empresa, para cada dia da semana, os valores maiores que a $Média_{dia da semana} (\%) + Desvio\ Padrão_{dia da semana} (\%)$ e valores menores que a $Média_{dia da semana} (\%) - Desvio\ Padrão_{dia da semana} (\%)$
- Para cada valor retirado da série de consumo, foi inserido o valor da $Média_{dia da semana} (\%)$.
- Então, as empresas foram agrupadas por grupo de segmentos econômico e calculada a média por dia da semana para cada segmento analisado.

Após este procedimento, foram definidas as curvas de consumo média mensal de cada segmento, conforme apresentado nos gráficos a seguir.

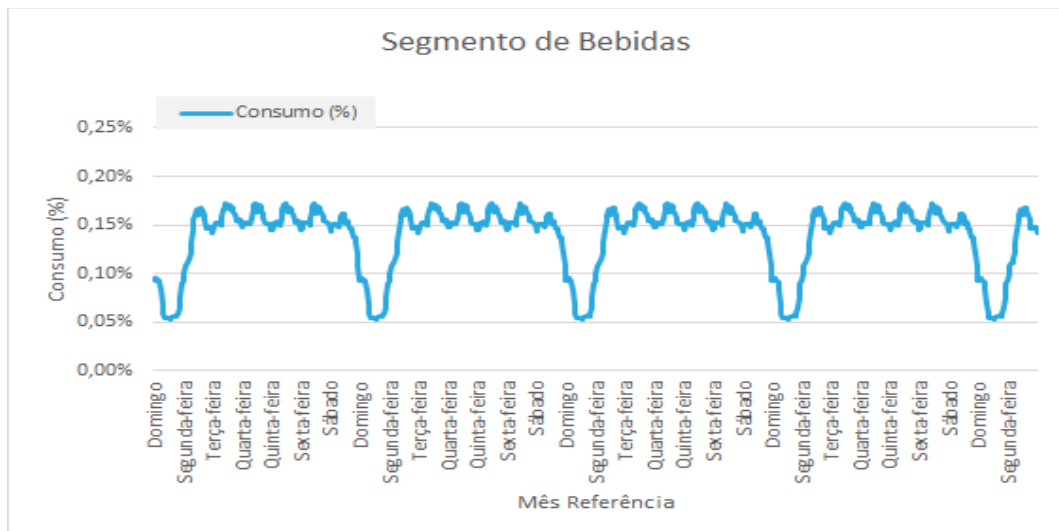


Gráfico 8: Curva de consumo de referência - Segmento de Bebidas (do autor, 2018)

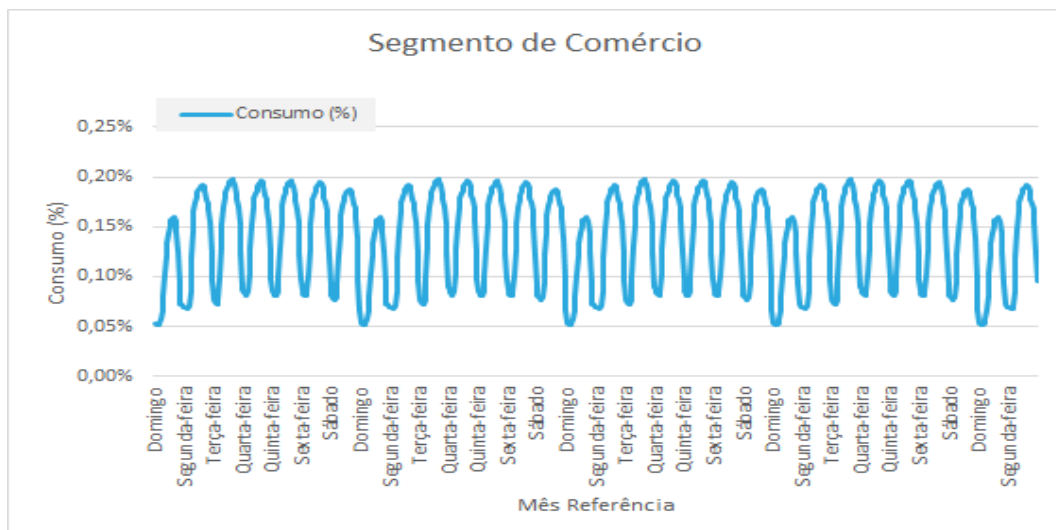


Gráfico 9: Curva de consumo de referência - Segmento de Comércio (do autor, 2018)

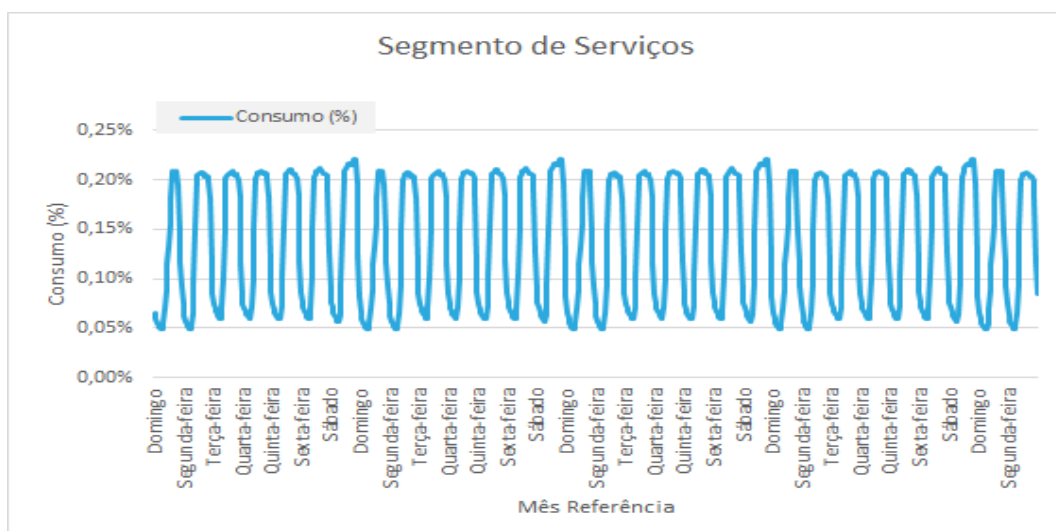


Gráfico 10: Curva de consumo de referência - Segmento de Comércio (do autor, 2018)

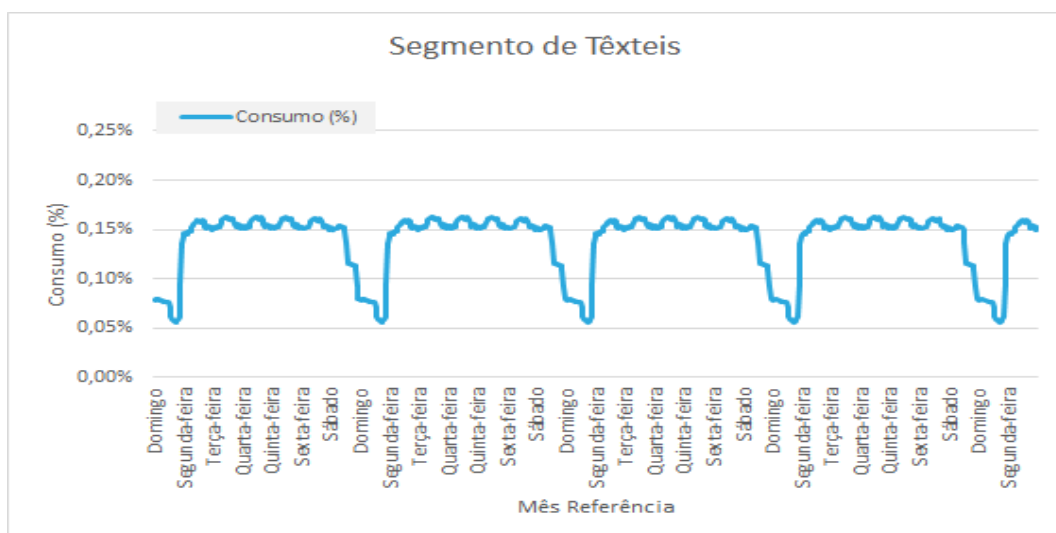


Gráfico 11: Curva de consumo de referência - Segmento de Têxteis (do autor, 2018)

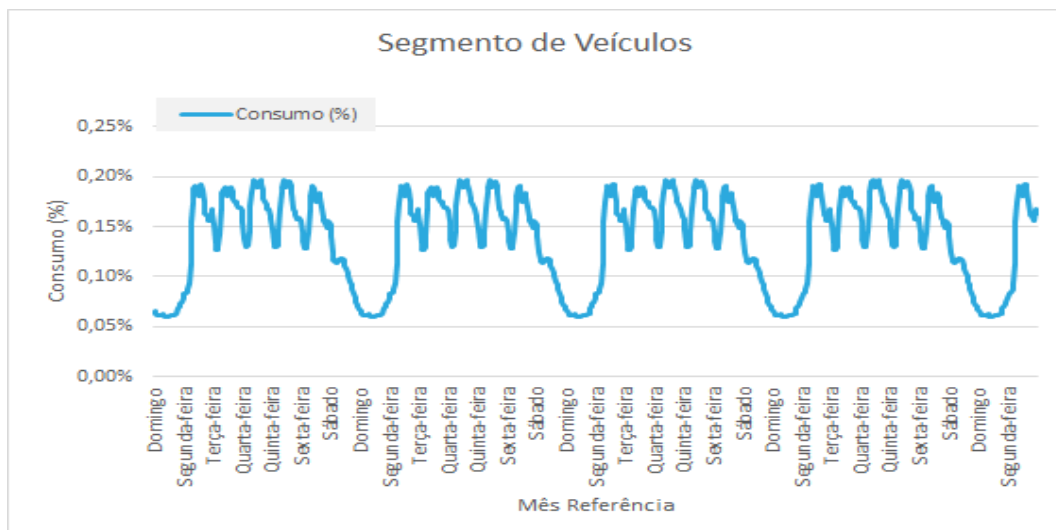


Gráfico 12: Curva de consumo de referência - Segmento de Veículos (do autor, 2018)

As curvas de consumo obtidas por meio da metodologia detalhada serão utilizadas ao longo desta monografia para simular os resultados da oportunidade das aplicações de sistemas de armazenamento de energia por consumidores no ambiente de contratação livre.

A escolha dos segmentos ocorreu de forma livre por conta do comportamento similar em diversos segmentos. Segmentos industriais tem o padrão próximo e derivados dos segmentos de Bebidas, Têxtil e Veículos. Já segmentos comerciais tem o comportamento similar aos segmentos de Serviços e Comércio analisados nesta monografia.

3.1 ECONÔMICAS

3.1.1 Comparativo horário ponta e fora de ponta – TUSD (R\$/MWh) – Ótica do Consumidor no ACL

Carregar o SAE no período fora-ponta e descarregar nos horários de ponta possibilita anular o consumo pela rede nesse período, evitando assim tarifas mais onerosas. No caso de um consumidor no ACL, a Tarifa de Energia (TE) não é cobrada pela distribuidora.

A energia é paga ao vendedor de energia, conforme preço acordado bilateralmente entre as partes e com ferramentas contratuais, como por exemplo, modulação, a ser definida juntamente com o vendedor de energia.

No cenário brasileiro, considerando as modalidades tarifárias (azul e verde) e as 104 concessionárias ou permissionárias de distribuição de energia elétrica, existem 69 cenários de aplicação desta modalidade de utilização da SAE. Dentre elas, os 10 mais favoráveis* são:

DISTRIB.	MOD.	CLASSE DE TENSÃO	TUSD (R\$/MWh)		Delta TUSD (R\$/MWh) Ponta x F. Ponta Convencional	Delta TUSD (R\$/MWh) Ponta x F. Ponta Incentivada 50%
			CONS P	CONS FP	TUSD	TUSD
COOPERLUZ	VERDE	A4	2.111,06	40,39	2.070,67	1.035,34
CELPA	VERDE	A4	2.015,40	71,01	1.944,39	972,20
SULGIPE	VERDE	A4	1.837,73	43,89	1.793,84	896,92
ENERGISA_TO	VERDE	A4	1.768,94	35,43	1.733,51	866,76
COPREL	VERDE	A4	1.738,95	43,26	1.695,69	847,85
CEMAR	VERDE	A4	1.586,83	39,42	1.547,41	773,71
COELBA	VERDE	A4	1.579,52	42,87	1.536,65	768,33
AMPLA	VERDE	A4	1.528,91	87,75	1.441,16	720,58
ENERGISA_NF	VERDE	A4	1.491,77	52,33	1.439,44	719,72
CERBRANORTE	VERDE	A4	1.355,33	45,44	1.309,89	654,95

Tabela 5: Ranking das 10 melhores distribuidoras de energia para aplicação da SAE na modalidade de consumo (do autor, 2018)

* foi desconsiderada a classe de tensão AS.

Os valores para calcular os *deltas* levam as tarifas homologas no em jan/2018 e as seguintes fórmulas:

$$Delta\ TUSD_{Convencional}\left(\frac{R\$}{MWh}\right) = TUSD_{Ponta} - TUSD_{Fora\ Ponta}$$

Equação 4: Delta TUSD (R\$/MWh) Energia Convencional (do autor, 2018)

$$Delta\ TUSD_{Incentivada\ 50\%}\left(\frac{R\$}{MWh}\right) = \left[\left(TUSD_{Ponta} - TUSD_{Fora\ Ponta}/2\right) + TUSD_{Fora\ Ponta}\right] - TUSD_{Fora\ Ponta}$$

Equação 5: Delta TUSD (R\$/MWh) Energia Incentivada 50% verde (do autor, 2018)

Nas distribuidoras destacadas, o horário de ponta e fora ponta é determinado a depender da carga a qual essa distribuidora atende. Conforme aprovado pela ANEEL, a segregação dos horários ocorre da seguinte forma para cada distribuidora.

Distribuidora	Modalidade	Classe de tensão	Início Horário Ponta	Fim Horário Ponta
COOPERLUZ	VERDE	A4	18	21

CELPA	VERDE	A4	19	22
SULGIPE	VERDE	A4	17	20
ENERGISA_TO	VERDE	A4	18	21
COPREL	VERDE	A4	18	21
CEMAR	VERDE	A4	18	21
COELBA	VERDE	A4	18	21
AMPLA	VERDE	A4	18	21
ENERGISA_NF	VERDE	A4	18	21
CERBRANORTE	VERDE	A4	18	21

Tabela 6: Horário de Ponta e Fora ponta das 10 melhores distribuidoras de energia para aplicação da SAE na modalidade de consumo (do autor, 2018)

Desta forma, analisando o de pagamento da TUSD (R\$/MWh) são obtidos resultado de economia na ordem de 78%, para um consumidor que contrata energia convencional e de 63% para o que contrata energia com 50% de desconto na TUSD.

Distribuidora	Têxteis							
	Sem bateria - Convencional (R\$)	Com bateria - Convencional (R\$)	Potencial Ganho (R\$)	Potencial Ganho (%)	Sem bateria - Incentivada 50% (R\$)	Com bateria - Incentivada 50% (R\$)	Potencial Ganho (R\$)	Potencial Ganho (%)
COOPERLUZ	240.570,42	40.390,00	200.180,42	83,21%	136.575,54	40.390,00	96.185,54	70,43%
CELPA	259.360,04	71.010,00	188.350,04	72,62%	158.306,39	71.010,00	87.296,39	55,14%
SULGIPE	219.109,86	43.890,00	175.219,86	79,97%	127.212,82	43.890,00	83.322,82	65,50%
ENERGISA_TO	203.015,74	35.430,00	167.585,74	82,55%	115.797,70	35.430,00	80.367,70	69,40%
COPREL	207.189,52	43.260,00	163.929,52	79,12%	121.042,63	43.260,00	77.782,63	64,26%
CEMAR	189.014,67	39.420,00	149.594,67	79,14%	110.406,44	39.420,00	70.986,44	64,30%
COELBA	191.424,45	42.870,00	148.554,45	77,60%	113.002,80	42.870,00	70.132,80	62,06%
AMPLA	227.073,03	87.750,00	139.323,03	61,36%	148.928,35	87.750,00	61.178,35	41,08%
ENERGISA_NF	191.486,75	52.330,00	139.156,75	72,67%	116.849,41	52.330,00	64.519,41	55,22%
CERBRANORTE	172.072,61	45.440,00	126.632,61	73,59%	104.363,43	45.440,00	58.923,43	56,46%

Tabela 7: Ganhos redução TUSD (R\$/MWh) com SAE no Segmento de Têxteis (do autor, 2018)

O resultado também varia de acordo com o ramo de atividade da empresa e a distribuidora na qual está conectada. As tabelas a seguir detalham os resultados obtidos para um consumidor que consome 1.000 MWh por mês em um mês com 720 horas em cada segmento apresentado neste trabalho.

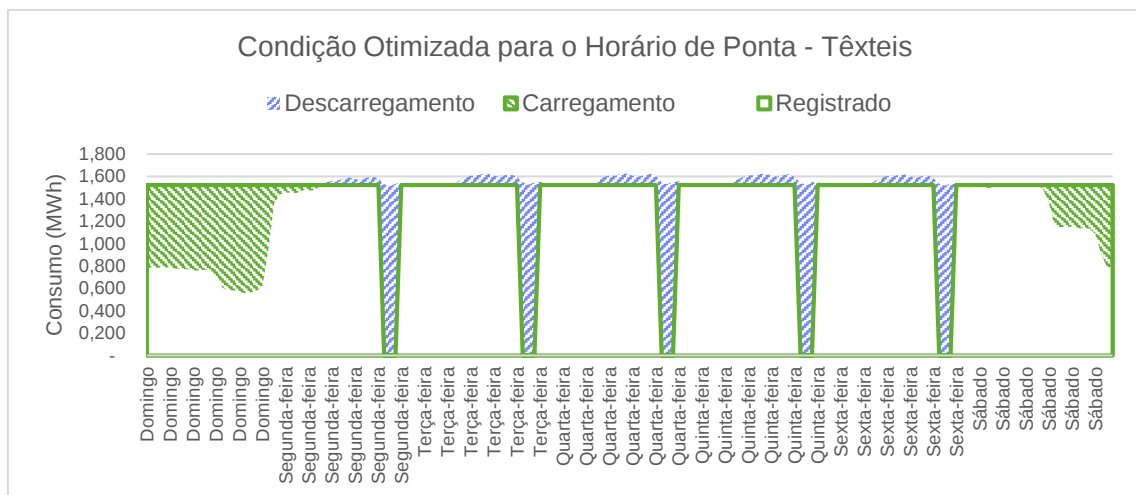


Gráfico 13: Curva Semanal do SAE - Segmento de Têxteis (do autor, 2018)

Distribuidora	Serviço							
	Sem bateria Convencional (R\$)	Com bateria Convencional (R\$)	Potencial Ganho (R\$)	Potencial Ganho (%)	Sem bateria Incentivada 50% (R\$)	Com bateria Incentivada 50% (R\$)	Potencial Ganho (R\$)	Potencial Ganho (%)
COOPERLUZ	308.303,25	40.390,00	267.913,25	86,90%	169.120,77	40.390,00	128.730,77	76,12%
CELPA	320.961,41	71.010,00	249.951,41	77,88%	186.857,37	71.010,00	115.847,37	62,00%
SULGIPE	276.987,81	43.890,00	233.097,81	84,15%	154.735,69	43.890,00	110.845,69	71,64%
ENERGISA_TO	259.719,87	35.430,00	224.289,87	86,36%	142.990,83	35.430,00	107.560,83	75,22%
COPREL	262.656,54	43.260,00	219.396,54	83,53%	147.361,08	43.260,00	104.101,08	70,64%
CEMAR	239.631,36	39.420,00	200.211,36	83,55%	134.425,33	39.420,00	95.005,33	70,68%
COELBA	241.689,17	42.870,00	198.819,17	82,26%	136.732,86	42.870,00	93.862,86	68,65%
AMPLA	274.214,22	87.750,00	186.464,22	68,00%	169.628,59	87.750,00	81.878,59	48,27%
ENERGISA_NF	238.571,68	52.330,00	186.241,68	78,07%	138.680,13	52.330,00	86.350,13	62,27%
CERBRANORTE	214.919,87	45.440,00	169.479,87	78,86%	124.300,69	45.440,00	78.860,69	63,44%

Tabela 8: Ganhos redução TUSD (R\$/MWh) com SAE no Segmento de Serviço (do autor, 2018)

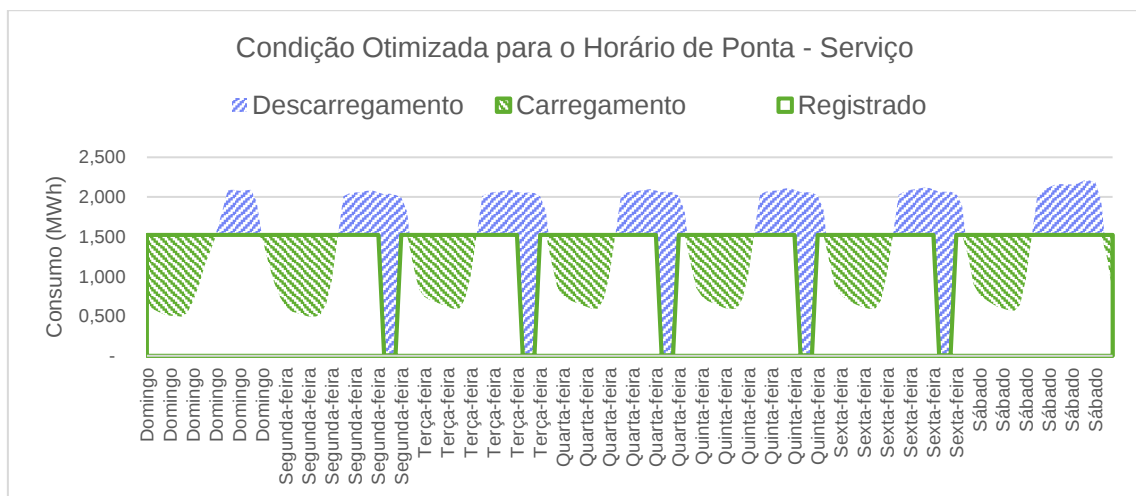


Gráfico 14: Curva Semanal do SAE - Segmento de Serviço (do autor, 2018)

Distribuidora	Bebidas
---------------	---------

	Sem bateria Convencional (R\$)	Com bateria Convencional (R\$)	Potencial Ganho (R\$)	Potencial Ganho (%)	Sem bateria Incentivada 50% (R\$)	Com bateria Incentivada 50% (R\$)	Potencial Ganho (R\$)	Potencial Ganho (%)
COOPERLUZ	238.137,92	40.414,25	197.723,67	83,03%	135.419,33	40.414,25	95.005,08	70,16%
CELPA	256.592,11	71.052,63	185.539,48	72,31%	157.046,38	71.052,63	85.993,75	54,76%
SULGIPE	217.687,62	43.916,35	173.771,27	79,83%	126.550,31	43.916,35	82.633,96	65,30%
ENERGISA_TO	200.980,28	35.451,27	165.529,01	82,36%	114.832,64	35.451,27	79.381,37	69,13%
COPREL	205.203,63	43.285,97	161.917,66	78,91%	120.114,00	43.285,97	76.828,03	63,96%
CEMAR	187.202,40	39.443,67	147.758,74	78,93%	109.558,91	39.443,67	70.115,24	64,00%
COELBA	189.627,02	42.895,74	146.731,29	77,38%	112.167,82	42.895,74	69.272,08	61,76%
AMPLA	225.415,84	87.802,68	137.613,16	61,05%	148.230,21	87.802,68	60.427,53	40,77%
ENERGISA_NF	189.810,34	52.361,42	137.448,92	72,41%	116.089,00	52.361,42	63.727,59	54,90%
CERBRANORTE	170.545,76	45.467,28	125.078,48	73,34%	103.667,56	45.467,28	58.200,28	56,14%

Tabela 9: Ganhos redução TUSD (R\$/MWh) com SAE no Segmento de Bebidas (do autor, 2018)

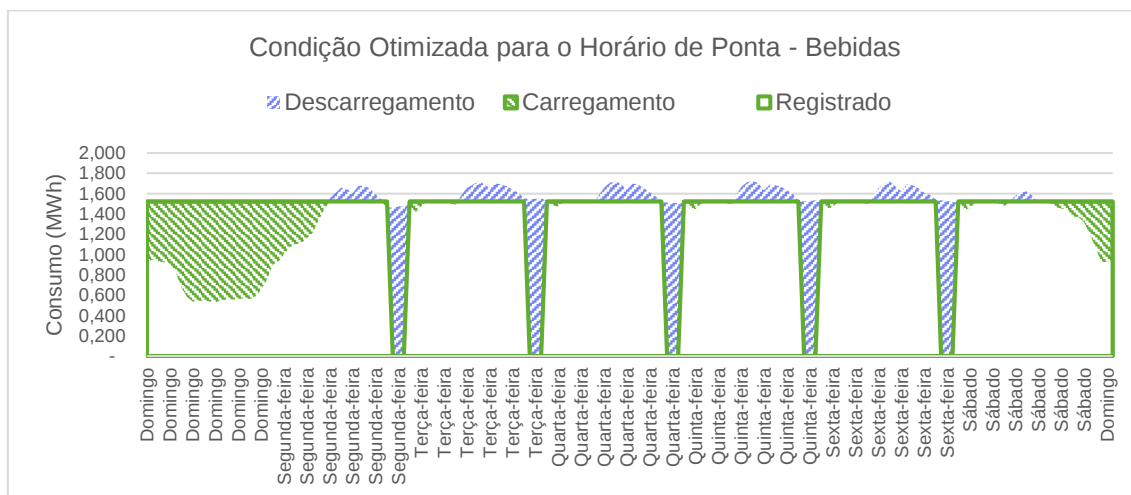


Gráfico 15: Curva Semanal do SAE - Segmento de Bebidas (do autor, 2018)

Distribuidora	Comércio							
	Sem bateria Convencional (R\$)	Com bateria Convencional (R\$)	Potencial Ganho (R\$)	Potencial Ganho (%)	Sem bateria Incentivada 50% (R\$)	Com bateria Incentivada 50% (R\$)	Potencial Ganho (R\$)	Potencial Ganho (%)
COOPERLUZ	277.723,30	40.390,00	237.333,30	85,46%	154.427,28	40.390,00	114.037,28	73,85%
CELPA	284.751,60	71.010,00	213.741,60	75,06%	170.074,86	71.010,00	99.064,86	58,25%
SULGIPE	256.328,31	43.890,00	212.438,31	82,88%	144.911,41	43.890,00	101.021,41	69,71%
ENERGISA_TO	234.119,14	35.430,00	198.689,14	84,87%	130.713,70	35.430,00	95.283,70	72,89%
COPREL	237.614,34	43.260,00	194.354,34	81,79%	135.478,85	43.260,00	92.218,85	68,07%
CEMAR	216.778,98	39.420,00	177.358,98	81,82%	123.581,30	39.420,00	84.161,30	68,10%
COELBA	218.995,70	42.870,00	176.125,70	80,42%	126.019,23	42.870,00	83.149,23	65,98%
AMPLA	252.930,96	87.750,00	165.180,96	65,31%	160.282,87	87.750,00	72.532,87	45,25%
ENERGISA_NF	217.313,82	52.330,00	164.983,82	75,92%	128.824,02	52.330,00	76.494,02	59,38%
CERBRANORTE	195.575,23	45.440,00	150.135,23	76,77%	115.299,43	45.440,00	69.859,43	60,59%

Tabela 10: Ganhos redução TUSD (R\$/MWh) com SAE no Segmento de Comércio (do autor, 2018)

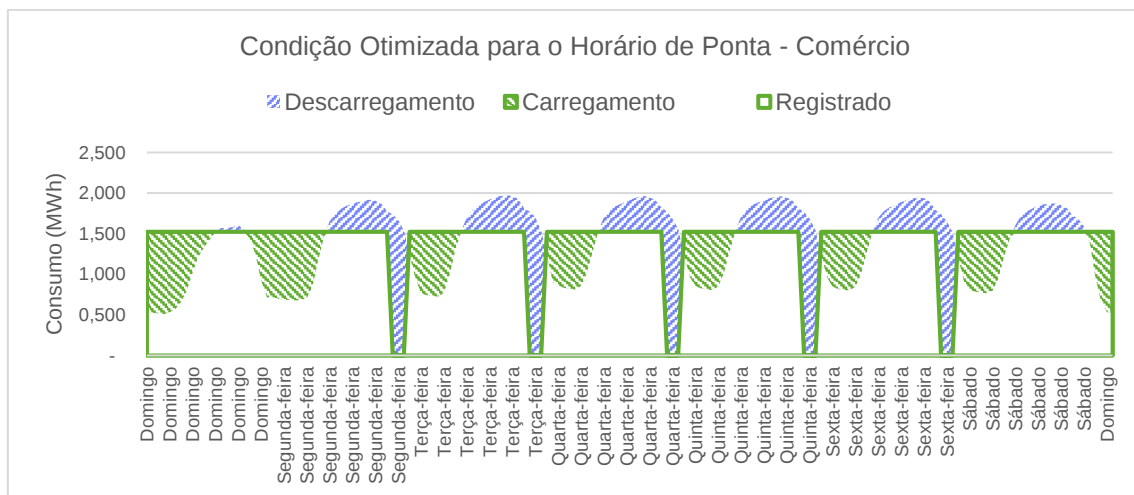


Gráfico 16: Curva Semanal do SAE - Segmento de Comércio (do autor, 2018)

Distribuidora	Veículos							
	Sem bateria Convencional (R\$)	Com bateria Convencional (R\$)	Potencial Ganho (R\$)	Potencial Ganho (%)	Sem bateria Incentivada 50% (R\$)	Com bateria Incentivada 50% (R\$)	Potencial Ganho (R\$)	Potencial Ganho (%)
COOPERLUZ	257.322,38	40.390,00	216.932,38	84,30%	144.624,76	40.390,00	104.234,76	72,07%
CELPA	271.178,35	71.010,00	200.168,35	73,81%	163.783,94	71.010,00	92.773,94	56,64%
SULGIPE	237.151,06	43.890,00	193.261,06	81,49%	135.792,00	43.890,00	91.902,00	67,68%
ENERGISA_TO	217.040,03	35.430,00	181.610,03	83,68%	122.523,22	35.430,00	87.093,22	71,08%
COPREL	220.907,85	43.260,00	177.647,85	80,42%	127.551,82	43.260,00	84.291,82	66,08%
CEMAR	201.533,39	39.420,00	162.113,39	80,44%	116.346,88	39.420,00	76.926,88	66,12%
COELBA	203.856,12	42.870,00	160.986,12	78,97%	118.871,82	42.870,00	76.001,82	63,94%
AMPLA	238.732,18	87.750,00	150.982,18	63,24%	154.048,02	87.750,00	66.298,02	43,04%
ENERGISA_NF	203.131,98	52.330,00	150.801,98	74,24%	122.248,67	52.330,00	69.918,67	57,19%
CERBRANORTE	182.669,76	45.440,00	137.229,76	75,12%	109.294,39	45.440,00	63.854,39	58,42%

Tabela 11: Ganhos redução TUSD (R\$/MWh) com SAE no Segmento de Veículos (do autor, 2018)

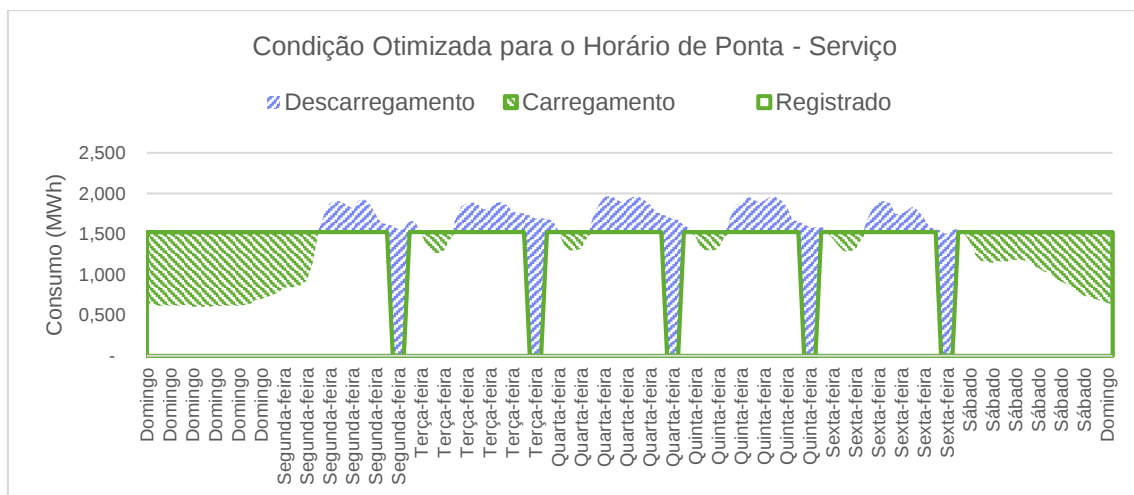


Gráfico 17: Curva Semanal do SAE - Segmento de Veículos (do autor, 2018)

De acordo com a curva característica de consumo de cada ramo de atividade o perfil de carregamento e descarregamento de energia pode ser distintos. Os gráficos a seguir mostram o perfil de carregamento dos SAEs em cada ramo de atividade.

3.1.2 Diminuição da demanda contratada

Carregar o SAE nos períodos de menor demanda e descarregar-lo em momentos onde a empresa possui maior necessidade, tornando realidade a redução de demanda contratada.

Com essa otimização, a empresa pode, por exemplo, adicionar mais equipamentos sem precisar aumentar a demanda, garantindo uma economia financeira a maior competitividade à empresa.

De forma integrada ao item 3.1.1 e utilizando as 10 distribuidoras de energia listada na Tabela 6, temos que os valores da TUSD (R\$/kW) são:

DIST.	MOD.	CLASSE DE TENSÃO	Demanda Ponta (R\$/kW)	Demanda Fora Ponta (R\$/kW)	Delta Demanda Livre (R\$/kW)	Delta Demanda Livre 50% (R\$/kW)
COOPERLUZ	VERDE	A4	R\$ -	R\$ 26,30	R\$ 26,30	R\$ 13,15
CELPA	VERDE	A4	R\$ -	R\$ 23,88	R\$ 23,88	R\$ 11,94
SULGIPE	VERDE	A4	R\$ -	R\$ 28,07	R\$ 28,07	R\$ 14,04
ENERGISA_TO	VERDE	A4	R\$ -	R\$ 25,94	R\$ 25,94	R\$ 12,97
COPREL	VERDE	A4	R\$ -	R\$ 23,67	R\$ 23,67	R\$ 11,84
CEMAR	VERDE	A4	R\$ -	R\$ 21,34	R\$ 21,34	R\$ 10,67
COELBA	VERDE	A4	R\$ -	R\$ 24,44	R\$ 24,44	R\$ 12,22
AMPLA	VERDE	A4	R\$ -	R\$ 23,39	R\$ 23,39	R\$ 11,70
ENERGISA_NF	VERDE	A4	R\$ -	R\$ 19,37	R\$ 19,37	R\$ 9,69
CERBRANORTE	VERDE	A4	R\$ -	R\$ 16,65	R\$ 16,65	R\$ 8,33

Tabela 12: TUSD (R\$/kW) (do autor, 2018)

Cabe ressaltar que a modalidade tarifária, azul ou verde, não impactará no estudo a seguir apresentado, visto que a tarifa de Demanda Fora Ponta na modalidade Azul e Verde tem o mesmo valor.

As tabelas a seguir detalham os resultados obtidos para um consumidor que consome 1.000 MWh por mês em um mês com 720 horas em cada segmento apresentado neste trabalho.

Convencional								
Distribuidora	Sem SAE			Com SAE				
	Demanda (kW)	Tarifa. (R\$/kW)	Custo (R\$)	Demanda (kW)	Custo (R\$)	Redução (kW)	Economia (R\$)	Redução/Economia (%)
COOPERLUZ	1788	26,30	47.025,89	1674	44.033,49	114	2.992,40	6,36%

CELPA	1788	23,88	42.698,79	1674	39.981,74	114	2.717,05	6,36%
SULGIPE	1788	28,07	50.190,75	1674	46.996,96	114	3.193,79	6,36%
ENERGISA_TO	1788	25,94	46.382,19	1674	43.430,75	114	2.951,44	6,36%
COPREL	1788	23,67	42.323,30	1674	39.630,14	114	2.693,16	6,36%
CEMAR	1788	21,34	38.157,13	1674	35.729,07	114	2.428,05	6,36%
COELBA	1788	24,44	43.700,10	1674	40.919,33	114	2.780,77	6,36%
AMPLA	1788	23,39	41.822,64	1674	39.161,34	114	2.661,30	6,36%
ENERGISA_NF	1788	19,37	34.634,65	1674	32.430,75	114	2.203,91	6,36%
CERBRANORTE	1788	16,65	29.771,14	1674	27.876,71	114	1.894,43	6,36%
Incentivada 50%								
Sem SAE				Com SAE				
Distribuidora	Demanda (kW)	Tarifa Inc. (R\$/kW)	Custo (R\$)	Demanda (kW)	Custo (R\$)	Redução (kW)	Economia (R\$)	Redução/Economia (%)
COOPERLUZ	1788	13,15	23.512,94	1674	22.016,74	114	1.496,20	6,36%
CELPA	1788	11,94	21.349,39	1674	19.990,87	114	1.358,53	6,36%
SULGIPE	1788	14,04	25.095,37	1674	23.498,48	114	1.596,89	6,36%
ENERGISA_TO	1788	12,97	23.191,09	1674	21.715,37	114	1.475,72	6,36%
COPREL	1788	11,84	21.161,65	1674	19.815,07	114	1.346,58	6,36%
CEMAR	1788	10,67	19.078,56	1674	17.864,54	114	1.214,03	6,36%
COELBA	1788	12,22	21.850,05	1674	20.459,67	114	1.390,39	6,36%
AMPLA	1788	11,70	20.911,32	1674	19.580,67	114	1.330,65	6,36%
ENERGISA_NF	1788	9,69	17.317,33	1674	16.215,37	114	1.101,95	6,36%
CERBRANORTE	1788	8,33	14.885,57	1674	13.938,36	114	947,21	6,36%

Tabela 13: Ganhos redução TUSD (R\$/kW) com SAE no Segmento de Têxteis (do autor, 2018)

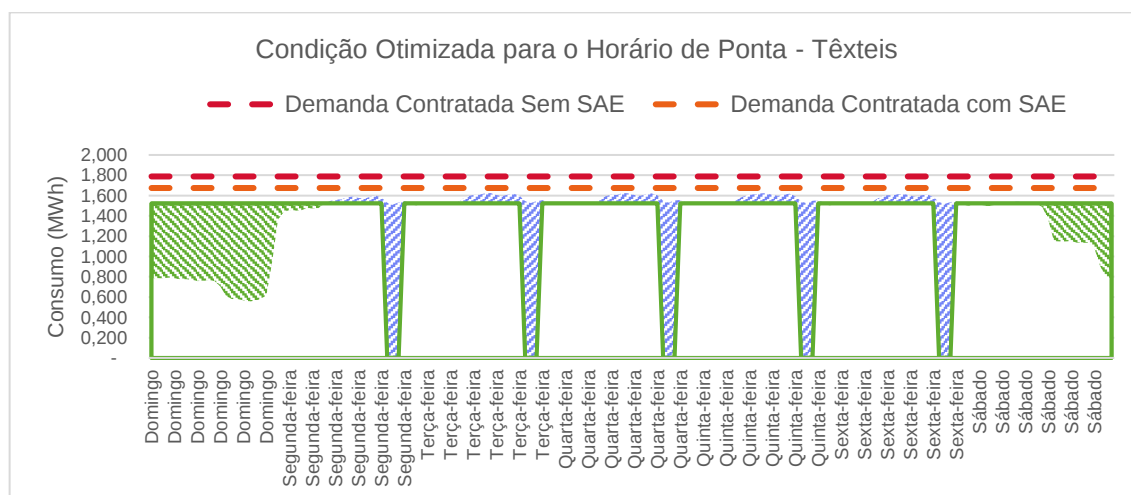


Gráfico 18: Curva Semanal do SAE – Redução de Demanda - Segmento de Têxteis (do autor, 2018)

Convencional								
Sem SAE				Com SAE				
Distribuidora	Demanda (kW)	Tarifa (R\$/kW)	Custo (R\$)	Demanda (kW)	Custo (R\$)	Redução (kW)	Economia (R\$)	Redução/Economia (%)
COOPERLUZ	2429	26,30	63.873,76	1674	44.033,49	754	19.840,27	31,06%
CELPA	2429	23,88	57.996,40	1674	39.981,74	754	18.014,66	31,06%

SULGIPE	2429	28,07	68.172,48	1674	46.996,96	754	21.175,53	31,06%
ENERGISA_TO	2429	25,94	62.999,44	1674	43.430,75	754	19.568,69	31,06%
COPREL	2429	23,67	57.486,38	1674	39.630,14	754	17.856,24	31,06%
CEMAR	2429	21,34	51.827,60	1674	35.729,07	754	16.098,53	31,06%
COELBA	2429	24,44	59.356,45	1674	40.919,33	754	18.437,12	31,06%
AMPLA	2429	23,39	56.806,36	1674	39.161,34	754	17.645,02	31,06%
ENERGISA_NF	2429	19,37	47.043,14	1674	32.430,75	754	14.612,40	31,06%
CERBRANORTE	2429	16,65	40.437,19	1674	27.876,71	754	12.560,48	31,06%

Incentivada 50%								
Sem SAE					Com SAE			
Distribuidora	Demanda (kW)	Tarifa (R\$/kW)	Custo (R\$)	Demanda (kW)	Custo (R\$)	Redução (kW)	Economia (R\$)	Redução/Economia (%)
COOPERLUZ	2429	13,15	31.936,88	1674	22.016,74	754	9.920,14	31,06%
CELPA	2429	11,94	28.998,20	1674	19.990,87	754	9.007,33	31,06%
SULGIPE	2429	14,04	34.086,24	1674	23.498,48	754	10.587,76	31,06%
ENERGISA_TO	2429	12,97	31.499,72	1674	21.715,37	754	9.784,35	31,06%
COPREL	2429	11,84	28.743,19	1674	19.815,07	754	8.928,12	31,06%
CEMAR	2429	10,67	25.913,80	1674	17.864,54	754	8.049,27	31,06%
COELBA	2429	12,22	29.678,22	1674	20.459,67	754	9.218,56	31,06%
AMPLA	2429	11,70	28.403,18	1674	19.580,67	754	8.822,51	31,06%
ENERGISA_NF	2429	9,69	23.521,57	1674	16.215,37	754	7.306,20	31,06%
CERBRANORTE	2429	8,33	20.218,59	1674	13.938,36	754	6.280,24	31,06%

Tabela 14: Ganhos redução TUSD (R\$/kW) com SAE no Segmento de Serviços (do autor, 2018)

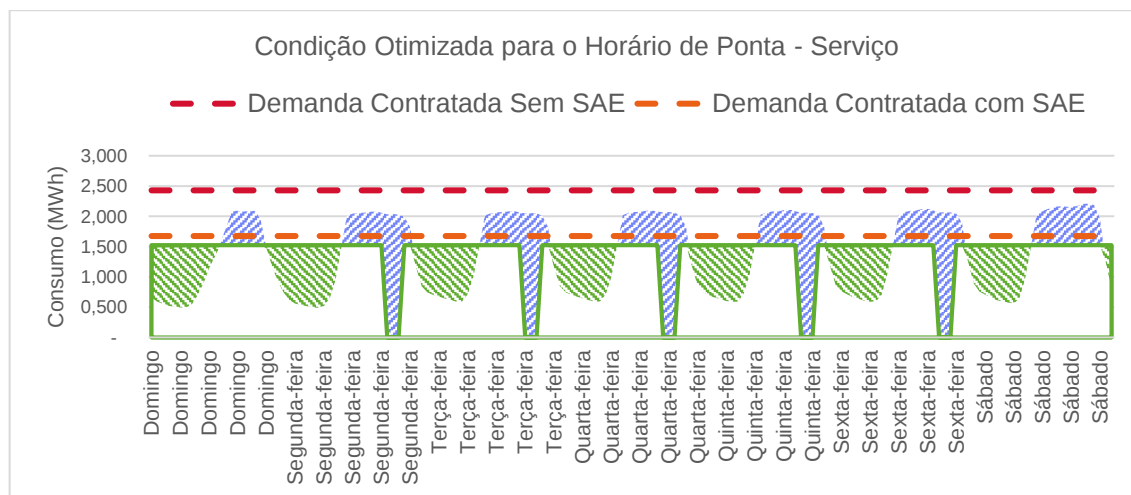


Gráfico 19: Curva Semanal do SAE – Redução de Demanda - Segmento de Serviço (do autor, 2018)

Convencional								
Sem SAE					Com SAE			
Distribuidora	Demanda (kW)	Tarifa (R\$/kW)	Custo (R\$)	Demanda (kW)	Custo (R\$)	Redução (kW)	Economia (R\$)	Redução/Economia (%)
COOPERLUZ	1903	26,30	50.049,56	1674	44.033,49	229	6.016,08	12,02%
CELPA	1903	23,88	45.444,24	1674	39.981,74	229	5.462,51	12,02%
SULGIPE	1903	28,07	53.417,92	1674	46.996,96	229	6.420,96	12,02%

ENERGISA_TO	1903	25,94	49.364,48	1674	43.430,75	229	5.933,73	12,02%
COPREL	1903	23,67	45.044,61	1674	39.630,14	229	5.414,47	12,02%
CEMAR	1903	21,34	40.610,56	1674	35.729,07	229	4.881,49	12,02%
COELBA	1903	24,44	46.509,94	1674	40.919,33	229	5.590,61	12,02%
AMPLA	1903	23,39	44.511,76	1674	39.161,34	229	5.350,42	12,02%
ENERGISA_NF	1903	19,37	36.861,60	1674	32.430,75	229	4.430,85	12,02%
CERBRANORTE	1903	16,65	31.685,37	1674	27.876,71	229	3.808,66	12,02%

Incentivada 50%								
Sem SAE					Com SAE			
Distribuidora	Demanda (kW)	Tarifa (R\$/kW)	Custo (R\$)	Demanda (kW)	Custo (R\$)	Redução (kW)	Economia (R\$)	Redução/Economia (%)
COOPERLUZ	1903	13,15	25.024,78	1674	22.016,74	229	3.008,04	12,02%
CELPA	1903	11,94	22.722,12	1674	19.990,87	229	2.731,25	12,02%
SULGIPE	1903	14,04	26.708,96	1674	23.498,48	229	3.210,48	12,02%
ENERGISA_TO	1903	12,97	24.682,24	1674	21.715,37	229	2.966,86	12,02%
COPREL	1903	11,84	22.522,30	1674	19.815,07	229	2.707,24	12,02%
CEMAR	1903	10,67	20.305,28	1674	17.864,54	229	2.440,74	12,02%
COELBA	1903	12,22	23.254,97	1674	20.459,67	229	2.795,30	12,02%
AMPLA	1903	11,70	22.255,88	1674	19.580,67	229	2.675,21	12,02%
ENERGISA_NF	1903	9,69	18.430,80	1674	16.215,37	229	2.215,43	12,02%
CERBRANORTE	1903	8,33	15.842,69	1674	13.938,36	229	1.904,33	12,02%

Tabela 15: Ganhos redução TUSD (R\$/kW) com SAE no Segmento de Bebida (do autor, 2018)

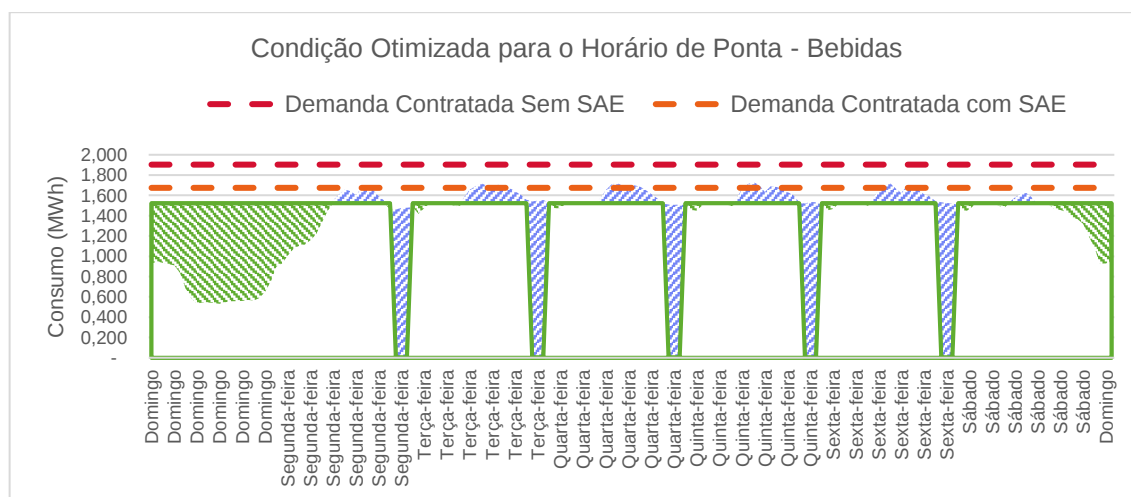


Gráfico 20: Curva Semanal do SAE – Redução de Demanda - Segmento de Bebidas (do autor, 2018)

Convencional								
Sem SAE				Com SAE				
Distribuidora	Demanda (kW)	Tarifa (R\$/kW)	Custo (R\$)	Demanda (kW)	Custo (R\$)	Redução (kW)	Economia (R\$)	Redução/Economia (%)
COOPERLUZ	2171	26,30	57.095,84	1674	44.033,49	497	13.062,36	22,88%
CELPA	2171	23,88	51.842,16	1674	39.981,74	497	11.860,42	22,88%
SULGIPE	2171	28,07	60.938,42	1674	46.996,96	497	13.941,46	22,88%

ENERGISA_TO	2171	25,94	56.314,30	1674	43.430,75	497	12.883,56	22,88%
COPREL	2171	23,67	51.386,26	1674	39.630,14	497	11.756,12	22,88%
CEMAR	2171	21,34	46.327,96	1674	35.729,07	497	10.598,89	22,88%
COELBA	2171	24,44	53.057,89	1674	40.919,33	497	12.138,56	22,88%
AMPLA	2171	23,39	50.778,39	1674	39.161,34	497	11.617,06	22,88%
ENERGISA_NF	2171	19,37	42.051,20	1674	32.430,75	497	9.620,45	22,88%
CERBRANORTE	2171	16,65	36.146,23	1674	27.876,71	497	8.269,52	22,88%

Incentivada 50%								
Distribuidora	Sem SAE			Com SAE				
	Demanda (kW)	Tarifa (R\$/kW)	Custo (R\$)	Demanda (kW)	Custo (R\$)	Redução (kW)	Economia (R\$)	Redução/Economia (%)
COOPERLUZ	2171	13,15	28.547,92	1674	22.016,74	497	6.531,18	22,88%
CELPA	2171	11,94	25.921,08	1674	19.990,87	497	5.930,21	22,88%
SULGIPE	2171	14,04	30.469,21	1674	23.498,48	497	6.970,73	22,88%
ENERGISA_TO	2171	12,97	28.157,15	1674	21.715,37	497	6.441,78	22,88%
COPREL	2171	11,84	25.693,13	1674	19.815,07	497	5.878,06	22,88%
CEMAR	2171	10,67	23.163,98	1674	17.864,54	497	5.299,44	22,88%
COELBA	2171	12,22	26.528,94	1674	20.459,67	497	6.069,28	22,88%
AMPLA	2171	11,70	25.389,20	1674	19.580,67	497	5.808,53	22,88%
ENERGISA_NF	2171	9,69	21.025,60	1674	16.215,37	497	4.810,23	22,88%
CERBRANORTE	2171	8,33	18.073,11	1674	13.938,36	497	4.134,76	22,88%

Tabela 16: Ganhos redução TUSD (R\$/kW) com SAE no Segmento de Comércio (do autor, 2018)

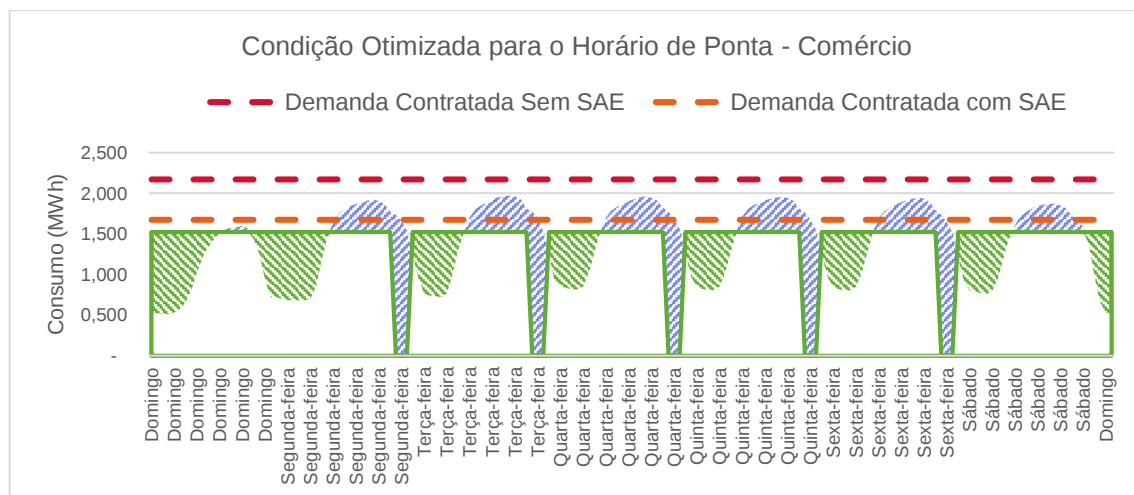


Gráfico 21: Curva Semanal do SAE – Redução de Demanda - Segmento de Comércio (do autor, 2018)

Convencional								
Distribuidora	Sem SAE			Com SAE				
	Demanda (kW)	Tarifa (R\$/kW)	Custo (R\$)	Demanda (kW)	Custo (R\$)	Redução (kW)	Economia (R\$)	Redução/Economia (%)
COOPERLUZ	2166	26,30	56.972,04	1674	44.033,49	492	12.938,56	22,71%
CELPA	2166	23,88	51.729,75	1674	39.981,74	492	11.748,01	22,71%
SULGIPE	2166	28,07	60.806,28	1674	46.996,96	492	13.809,33	22,71%

ENERGISA_TO	2166	25,94	56.192,20	1674	43.430,75	492	12.761,45	22,71%
COPREL	2166	23,67	51.274,84	1674	39.630,14	492	11.644,70	22,71%
CEMAR	2166	21,34	46.227,50	1674	35.729,07	492	10.498,43	22,71%
COELBA	2166	24,44	52.942,84	1674	40.919,33	492	12.023,51	22,71%
AMPLA	2166	23,39	50.668,29	1674	39.161,34	492	11.506,95	22,71%
ENERGISA_NF	2166	19,37	41.960,02	1674	32.430,75	492	9.529,27	22,71%
CERBRANORTE	2166	16,65	36.067,85	1674	27.876,71	492	8.191,14	22,71%

Incentivada 50%								
Distribuidora	Sem SAE			Com SAE				
	Demanda (kW)	Tarifa (R\$/kW)	Custo (R\$)	Demanda (kW)	Custo (R\$)	Redução (kW)	Economia (R\$)	Redução/Economia (%)
COOPERLUZ	2166	13,15	28.486,02	1674	22.016,74	492	6.469,28	22,71%
CELPA	2166	11,94	25.864,87	1674	19.990,87	492	5.874,01	22,71%
SULGIPE	2166	14,04	30.403,14	1674	23.498,48	492	6.904,66	22,71%
ENERGISA_TO	2166	12,97	28.096,10	1674	21.715,37	492	6.380,73	22,71%
COPREL	2166	11,84	25.637,42	1674	19.815,07	492	5.822,35	22,71%
CEMAR	2166	10,67	23.113,75	1674	17.864,54	492	5.249,22	22,71%
COELBA	2166	12,22	26.471,42	1674	20.459,67	492	6.011,76	22,71%
AMPLA	2166	11,70	25.334,15	1674	19.580,67	492	5.753,48	22,71%
ENERGISA_NF	2166	9,69	20.980,01	1674	16.215,37	492	4.764,64	22,71%
CERBRANORTE	2166	8,33	18.033,93	1674	13.938,36	492	4.095,57	22,71%

Tabela 17: Ganhos redução TUSD (R\$/kW) com SAE no Segmento de Veículos (do autor, 2018)

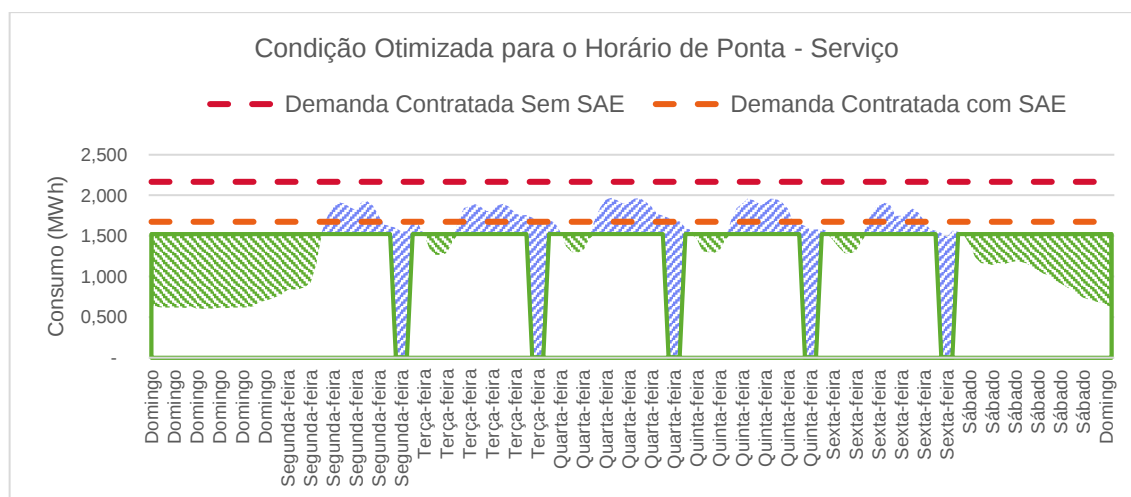


Gráfico 22: Curva Semanal do SAE – Redução de Demanda - Segmento de Comércio (do autor, 2018)

Desta forma, analisando o de pagamento da TUSD (R\$/MWh) são obtidos resultado de economia na ordem de 20% quando o consumidor compra energia Convencional ou Incentivada 50%

O resultado também varia de acordo com o ramo de atividade da empresa por conta do perfil de consumo variado.

As análises realizados na monografia são simplificadas no que tange ao carregamento e descarregamento dos sistemas de armazenamento de energia. Os resultados apresentados consideram o descarregamento completo porém, o recomendável é que o sistema opere com no mínimo 20% carregado.

3.2 TÉCNICAS

3.2.1 Qualidade de Energia

Anualmente a ANEEL apura os valores de DEC e FEC das distribuidoras e elabora o *Ranking da Continuidade de Serviço*. Neste *ranking* as distribuidoras de energia são classificadas de acordo com o *Indicador de Desempenho Global de Continuidade* (DGC).

De acordo com a ANEEL, “o DGC, consiste na média aritmética simples das razões entre os valores apurados e limites anuais dos indicadores DEC e FEC (ANEEL [24], 2018)” e é calculado por meio da seguinte fórmula.

$$DGC = \frac{\left(\frac{DEC_{Apurado}}{DEC_{Limite}} + \frac{FEC_{Apurado}}{FEC_{Limite}} \right)}{2}$$

Equação 6: Desempenho Global de Continuidade (ANEEL [25], 2018)

Na Nota Técnica nº 0044/2018-SRD/ANEEL estabelece que o DCG “*permite avaliar o nível de continuidade do serviço prestado pela distribuidora em relação aos limites estabelecidos para a sua área de concessão (limites determinados pela ANEEL. Desta forma, pode-se afirmar que as distribuidoras mais bem colocadas possuem, dados seus limites, melhor continuidade do fornecimento de energia elétrica em relação às demais* (ANEEL [25], 2018)”.

Como base de comparação, as distribuidoras são divididas em dois grupos, *Distribuidoras de Maior Porte*, onde encontra-se distribuidoras com número de unidades consumidoras maior do que 400 mil e *Distribuidoras de Menor Porte*, com menos de 400 mil unidades consumidores em sua área de concessão.

No Anual de 2018, onde são apresentados os resultados de 2017, a Tabela 18 mostra a classificação das *Distribuidoras de Maior Porte*.

Distribuidora	Região	DEC relativo	FEC relativo	Número de Unidades Consumidoras	DEC Apurado Anual (horas)	FEC Apurado Anual (Interrupções)	DGC	Posição no Ranking
EMG	SE	0,73	0,54	446.448	8,43	5,05	0,64	1
CEMAR	NE	0,71	0,6	2.428.336	13,28	7,14	0,66	2
ESS	SE	0,77	0,57	769.353	6,6	4,97	0,67	3
EPB	NE	0,83	0,56	1.409.424	14,6	6,3	0,7	4
ENEL CE	NE	0,76	0,63	3.446.618	8,78	5,37	0,7	4
AME	NO	0,82	0,59	983.966	37,65	26,07	0,7	4
ELEKTRO	SE	0,87	0,66	2.608.041	7,43	4,54	0,76	7
EDP ES	SE	0,86	0,68	1.519.341	8,43	5,19	0,77	8
CELPA	NO	0,92	0,65	2.493.432	27,41	17,82	0,79	9
SEM	CO	0,97	0,62	1.007.789	11,92	5,72	0,8	10

CELPE	NE	1,22	0,81	3.410.467	16,98	7,56	1,01	23
RGE SUL	SU	1,36	0,84	1.330.579	15,58	7,62	1,1	25
COELBA	NE	1,31	0,93	5.647.612	19,83	8,23	1,12	26
CEPISA	NE	1,14	1,18	1.263.794	21,89	14,69	1,16	27
ELETROPAULO	SE	1,51	1,10	7.115.533	11,72	6,22	1,3	28
CEEE-D	SU	1,59	1,13	1.675.726	17,83	10,58	1,36	29
CERON	NO	1,57	1,21	552.697	32,32	19,21	1,39	30
ENEL RJ	SE	1,69	1,19	2.652.036	18,3	10,16	1,44	31
CEAL	NE	1,51	1,51	1.159.326	20,75	15,7	1,51	32
CELG-D	CO	2,30	1,67	2.910.233	32,29	19,2	1,99	33

Tabela 18: Ranking DCG distribuidoras de maior porte 2017 (adaptado de ANEEL [25], 2018)

A Tabela 19 mostra o *ranking* das *Distribuidoras de Menor Porte*.

Distribuidora	Região	DEC relativo	FEC relativo	Número de Unidades Consumidoras	DEC Apurado Anual (horas)	FEC Apurado Anual (Interrupções)	DGC	Posição no Ranking
EBO	NE	9,91	0,31	211.792	4,02	2,46	0,28	1
EFLJC	SU	9,00	0,18	3.704	1,83	3,53	0,29	2
DMED	SE	6,66	0,3	74.615	2,43	2,03	0,3	3
MUXENERGIA	EU	8,00	0,22	11.319	1,96	3,59	0,33	4
ENF	SE	9,84	0,52	105.942	5,78	3,82	0,45	5
CPFL Santa Cruz	SE	8,76	0,51	211.729	4,76	3,68	0,47	6
EFLUL	SU	9,00	0,43	6.814	4,77	6,13	0,56	7
ELFSM	SE	9,37	0,56	109.430	6,8	5,42	0,57	8
CHESP	CO	17,02	0,58	36.248	8,18	9,94	0,58	9
SULGIPE	NE	10,75	0,56	145.486	9,78	7,53	0,63	10

CPFL Leste Paulista	SE	8,49	0,81	58.034	7,92	6,18	0,77	15
ELETROCAR	SU	8,86	0,77	37.012	8,8	6,99	0,78	16
CPFL Sul Paulista	SE	8,73	0,78	85.510	8,2	6,77	0,78	16
UHENPAL	SU	11,00	0,85	15.776	12,77	8,19	0,80	18

IENERGIA	SU	10,00	1,01	34.954	11,12	9,38	0,97	19
COCEL	SU	7,58	1,02	49.390	9,78	8,02	1,04	20
COOPERALIANÇA	SU	5,00	1,31	37.043	6,56	5,26	1,20	21
CEA	NO	28,86	1,56	194.665	44,84	28,16	1,27	22
ELETROACRE	NO	23,33	1,74	255.420	47,89	35,55	1,63	23
BOA VISTA	NO	14,29	2,42	119.132	33,14	55,48	9,15	24

Tabela 19: Ranking DCG distribuidoras de menor porte 2017 (adaptado de ANEEL [25], 2018)

É previsto no PRODIST módulo 8 que, caso a distribuidora de energia ultrapasse os limites máximos dos indicadores de qualidade de fornecimento (DIC, FIC e DMIC), deverá ressarcir o consumidor.

O consumidor não deve realizar nenhuma solicitação formal à distribuidora para solicitar o ressarcimento, a compensação realizada por meio de crédito na fatura, em até dois meses após o período da apuração.

Em casos extremos, a Resolução Normativa ANEEL nº 414 de 2010 regulamenta a responsabilidade de distribuidora de energia mediante ao dano em um equipamento elétrica do consumidor. O ressarcimento ocorrer após uma análise criteriosa para discernimento da causa e da extensão do dano causado pela rede de distribuição de energia.

Desde 2010, os níveis máximos de DEC e FEC das concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica vem caindo, porém, o DEC, ano após ano, continua sendo apurado a maior do que o limite permitido pela ANEEL, o que causa uma série de pagamentos das distribuidoras de energia aos consumidores afetados.

O FEC, por outro lado, vem acompanhando a tendência os indicadores máximos reduzindo ano após ano, mantendo-se sempre a baixo do valor máximo permitido pela ANEEL.

Os Gráfico 23 e Gráfico 24 mostram a evolução dos indicadores das concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica do Brasil, respectivamente.

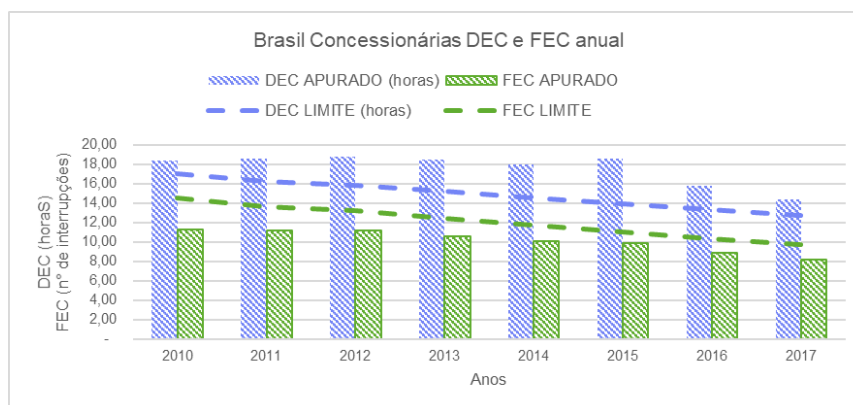


Gráfico 23: Evolução dos indicadores coletivos de continuidade das concessionárias de distribuição de energia elétrica (ANEEL [27], 2018)

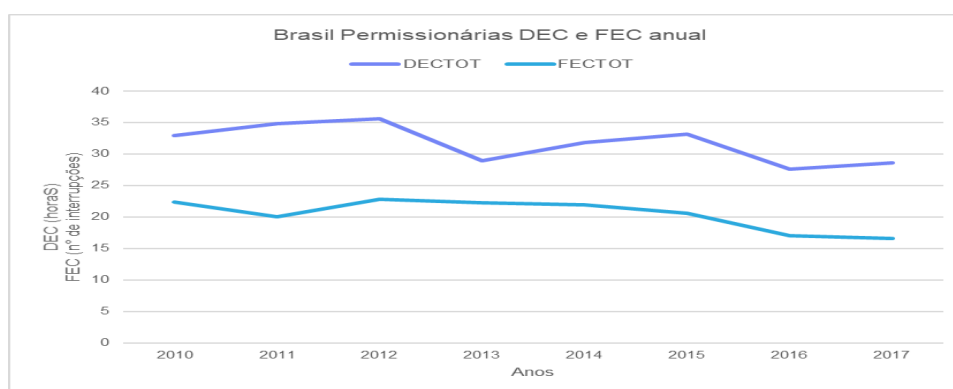


Gráfico 24: Evolução dos indicadores coletivos de continuidade das permissionárias de distribuição de energia elétrica (ANEEL [27], 2018)

De acordo com os resultados obtidos no relatório realizado pela empresa SINAPSIS para a ANEEL, são estabelecidos os custos relacionais às interrupções de energia elétrica, discriminados na Tabela 20. Vale ressaltar que estes valores não são os que as concessionárias/permissionárias utilizam para remunerar os consumidores afetados por indicadores de qualidade de fornecimento acima do autorizado.

Custo Unitário de interrupções não programadas (R\$/KWh)						
Setor	Nacional	Norte	Nordeste	Centro-Oeste	Sudeste	Sul
Industrial	13,90	23,70	11,70	13,80	17,30	6,60
Comercial e Serviços	18,10	9,60	8,30	30,60	24,10	8,70
Poder Público	12,30	9,20	11,30	15,50	12,40	13,90
Serviço Público	7,50	11,60	3,90	11,50	7,60	11,40
Rural e Irrigante	12,40	12,40	8,10	22,00	8,20	18,40
Residencial	19,70	18,90	18,40	16,50	20,80	19,00
Baixa Renda	4,40	4,90	4,90	4,10	3,20	4,50

Tabela 20: Custo unitário das interrupções não programadas por setor (SINAPSIS [26], 2016)

Considerando as 10 últimas *Distribuidoras de Maior e Menor Porte* e os valores apresentados na Tabela 20, temos que, para os segmentos analisados (*Têxteis*,

Bebidas, Veículos, Serviços e Comércio) custos anuais variando R\$ 60 mil até R\$ 1,5 milhões, a depender da região e da distribuidora analisada.

Para os resultados apresentados na Tabela 21, foi considerado um consumidor de consumo mensal de 1.000 MWh.

Distribuidora	Região	DEC Apurado Anual (horas)	Têxteis, Bebidas e Veículos		Serviços e Comércio	
			Industrial		Comercial e Serviços	
CELG-D	CO	32,29	R\$	610.413,70	R\$	1.353.526,03
CELPE	NE	16,98	R\$	272.145,21	R\$	193.060,27
COELBA	NE	19,83	R\$	317.823,29	R\$	225.464,38
CEPISA	NE	21,89	R\$	350.839,73	R\$	248.886,30
CEAL	NE	20,75	R\$	332.568,49	R\$	235.924,66
CERON	NO	32,32	R\$	1.049.293,15	R\$	425.030,14
CEA	NO	44,84	R\$	1.455.764,38	R\$	589.676,71
ELETROACRE	NO	47,89	R\$	1.554.784,93	R\$	629.786,30
BOA VISTA	NO	33,14	R\$	1.075.915,07	R\$	435.813,70
ELETROPAULO	SE	11,72	R\$	277.747,95	R\$	386.920,55
ENEL RJ	SE	18,3	R\$	433.684,93	R\$	604.150,68
CPFL Leste Paulista	SE	7,92	R\$	187.693,15	R\$	261.468,49
CPFL Sul Paulista	SE	8,2	R\$	194.328,77	R\$	270.712,33
RGE	SU	14,17	R\$	128.112,33	R\$	168.875,34
RGE SUL	SU	15,58	R\$	140.860,27	R\$	185.679,45
CEEE-D	SU	17,83	R\$	161.202,74	R\$	212.494,52
ELETROCAR	SU	8,8	R\$	79.561,64	R\$	104.876,71
UHENPAL	SU	12,77	R\$	115.454,79	R\$	152.190,41
IENERGIA	SU	11,12	R\$	100.536,99	R\$	132.526,03
COCEL	SU	9,78	R\$	88.421,92	R\$	116.556,16
COOPERALIANÇA	SU	6,56	R\$	59.309,59	R\$	78.180,82

Tabela 21: Custo das interrupções não programadas por setor (do autor, 2018)

3.2.2 Substituição do sistema de geração de emergência

Atualmente, no Brasil, a utilização de motores a combustão como reserva de energia elétrica de emergência é largamente disseminada. Entretanto, motores a combustão possuem uma curva de carregamento de carga que deve ser conhecida para a operação deste como um *backup* em caso de suprimento emergencial de energia.

De acordo com estudos realizados [28] (JÚNIOR, 2017), um grupo motor gerador a óleo diesel pode assumir a carga total do sistema em até 10 segundos após a partir.

Este tempo pode não ser o necessário para uma indústria por exemplo, com um processo automatizado e com linhas de produção.

Já os SAE de Íon-Lítio apresentados pela DELOITTE [29] (2014) possuem um tempo de resposta entre 10 a 20 *milissegundos* o que pode fazer com que uma linha de produção não seja afetada por interrupções no fornecimento de energia elétrica.

3.3 AMBIENTAIS

A matriz elétrica representa o conjunto de fontes de energia disponíveis apenas para a geração de energia elétrica. No cenário mundial, o REN21 [30] (2018) detalha que cerca de 73,5% das fontes de energia utilizada para geração de energia elétrica não provenientes de fontes de energia não renovável, quanto as renováveis chegam em apenas 26,5%.

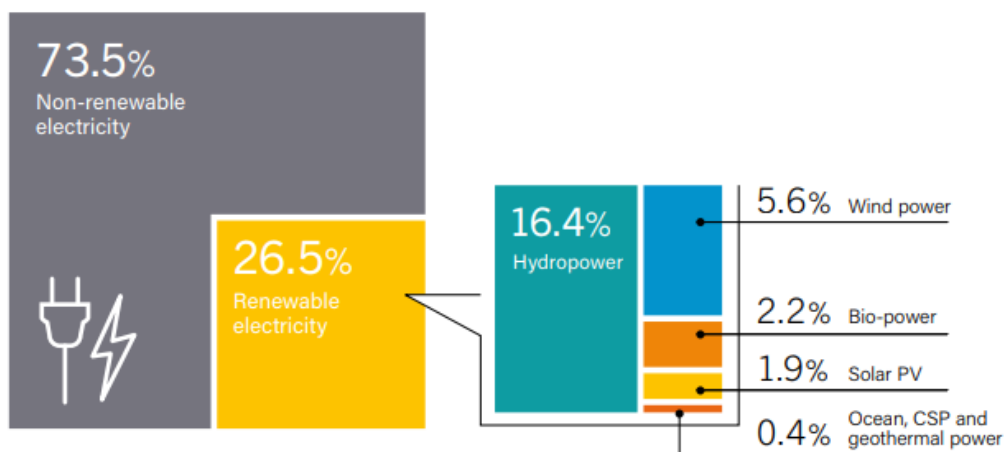


Figura 13: Matriz elétrica mundial ano base 2018, com dados de 2017 (REN21, 2018)

O cenário, entretanto, é favorável. Desde 2007 até os dados apurados de 2017, a capacidade instalada de fontes de energia renováveis mais que dobrou. As fontes de energia responsáveis por esse avanço são, principalmente as solar e eólica.

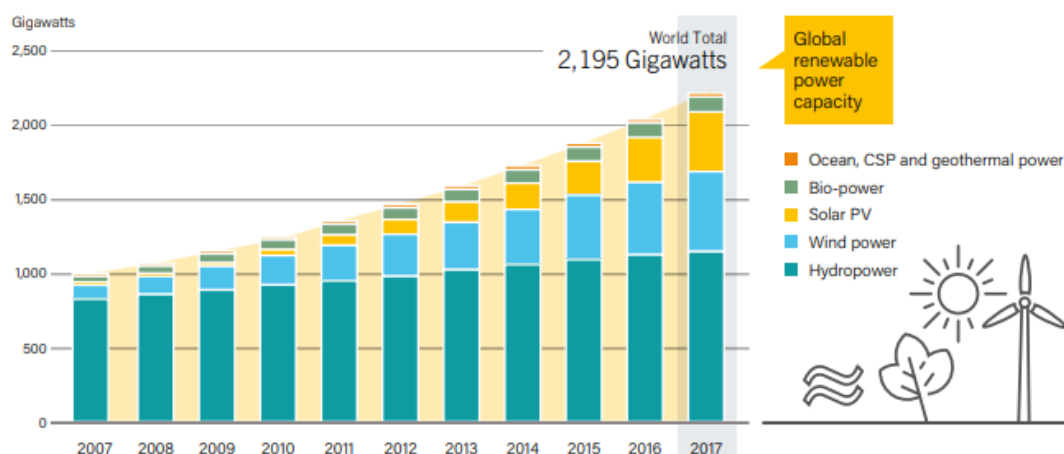


Figura 14: Potência Instalada Mundial de energias renováveis base 2018 (REN21, 2018)

No Brasil, de acordo com estudo realizado pela Eletronuclear [31] (2018) em 2017, a Oferta de Interna de Energia Elétrica (OIEE) girou em torno de 624,3 TWh, superando os dados do ano anterior. Desta oferta, as fontes renováveis chegaram a 80,4% com destaque para o crescimento de 26,5% da energia eólica, 16,2% do gás natural e 876% da energia solar.

Não renováveis	19,60%
Gás	53,50%
Óleo	10,40%
Gás Industrial	10,00%
Urânio	12,80%
Carvão	13,30%
Renováveis	80,40%
Hidro	81,20%
Bagaco	7,10%
Eólica	8,40%
Solar	0,20%
Outras Renováveis	3,10%
TOTAL	100,00%

Tabela 22: Matriz elétrica brasileira ano base 2018 (ELETRONUCLEAR, 2018)

Atualmente, no Brasil, para o atendimento da carga nos horários de maior demanda, são despachadas usinas térmicas [32] (DOREL, 2015). Com esse cenário, a utilização de SAE para minimizar ou até mesmo zerar a utilização de energia no horário de ponta pode reduzir significativamente a emissão de gases de efeito estufa.

Descarregando o SAE no horário de ponta, a cada MWh não utilizado, o consumidor estará deixando de utilizar uma energia proveniente de fontes de energia

não renovável e utilizando, durante o carregamento do SAE fontes de energias renováveis mais disponível (hidrelétrica e eólica, por exemplo).

O Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações divulga, mensalmente os fatores de emissão de CO₂ (tCO₂/MWh) associada a uma geração de energia elétrica determinada. Em 2017 (Tabela 23), por exemplo, o fator médio anual de emissão foi de 0,0927 tCO₂/MWh.

Fator Médio Mensal (tCO ₂ /MWh)	2017	
	MÊS	Janeiro
		0,0566
		Fevereiro
		0,0536
		Março
		0,0696
		Abril
		0,0815
		Maio
		0,0847
		Junho
		0,0676
		Julho
		0,0965
		Agosto
		0,1312
		Setembro
		0,1264
		Outubro
		0,1366
		Novembro
		0,1193
		Dezembro
		0,0892
Fator Médio Anual (tCO ₂ /MWh)	ANO - 2017	0,0927

Tabela 23: fatores de emissão de CO₂ pela geração de energia no SIN (MCTIC, 2018)

Assumindo então, que a geração de energia elétrica a partir de energias renováveis não emite CO₂, podemos verificar que para os segmentos analisados, o deslocamento do consumo do horário de ponta para o horário fora ponta traz reduções significativas na emissão de tCO₂.

Segmento	Consumo no horário de Ponta (MWh) - Mês	tCO ₂ Evitadas Mensal
Têxteis	96,674	8,962
Serviços	123,875	11,483
Bebidas	95,306	8,835
Comércio	104,350	9,673
Veículos	101,827	9,439

Tabela 24: tCO₂ evitada mensal por segmento de consumo (do autor, 2018)

4 ANÁLISE FINANCEIRA DO SAE E SUAS APLICAÇÕES

A U.S. Energy Information Administration – EIA divulgou em maio/2018 o relatório *U.S. Battery Storage Market Trends* que tem como objetivo descrever a situação atual do mercado de SAEs nos Estados Unidos, detalhando informações sobre as aplicações, custos e tendências regulatórias das instalações de SAE.

O custo do SAE está diretamente relacionado com a tempo de carregamento e descarregamento do sistema. A EIA [34] (2018) define as seguintes subdivisões.

- *Curta Duração*: Sistemas de Armazenamento de Energia com períodos de carregamento e descarregamento de menos de 30 minutos;
- *Média Duração*: Inclui SAEs com períodos de carregamento e descarregamento de 30 minutos até 2 horas;
- *Longa Duração*: São os SAEs que possui períodos de carregamento e descarregamento superior a 2 horas.

As estimativas de custos da implantação do SAE são diretamente relacionadas com tempo de carregamento e descarregamento destes sistemas. A Tabela 25 exemplifica as características dos SAEs e o custo relacionado.

	Curta Duração < 0,5 horas	Média Duração 0,5 a 2 horas	Longa Duração > 2 horas
Média de carregamento/descarregamento (h)	0,4	1,1	5,6
Custo por unidade armazenada (\$/kWh)	2.597	1.352	399

Tabela 25: custo e características dos SAEs (adaptado de EIA [34], 2018)

Estes custos são levantados com base nos novos projetos nos Estados Unidos e ponderados de acordo com o tamanho de cada instalação, variando de acordo com a figura a seguir.

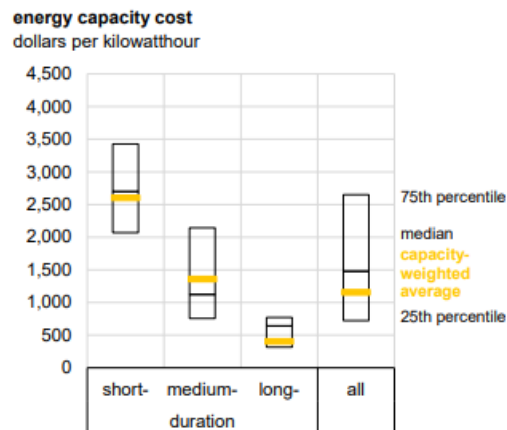


Figura 15: custo do SAE a depender do tempo de utilização (EIA [34], 2018)

Com o custo de \$ 399/kWh, a análise financeira para as aplicações descritas no capítulo 3 trouxe resultados diferenciados a depender do segmento de consumo e das características de utilização do SAE. A Tabela 26 define as características de utilização do SAE por segmento.

Segmento	Característica Operativas
Têxteis	Carregamento de Final de Semana e descarregamento durante a semana - Semanal
Serviços	Carregamento durante o período fora ponta do segmento e utilização na ponta - diário
Bebidas	Carregamento de Final de Semana e descarregamento durante a semana - Semanal
Comércio	Carregamento durante o período fora ponta do segmento e utilização na ponta - diário
Veículos	Carregamento de Final de Semana e descarregamento durante a semana - Semanal

Tabela 26: custo e características dos SAEs (adaptado de EIA [34], 2018)

Para cada segmento e de acordo com as características operativas de cada segmento, foi estimado que as a capacidade de atendimento do SAE deve seguir as seguintes grandezas, Tabela 27.

A análise financeira leva em consideração uma unidade consumidora de 1.000 MWh e de acordo com a curva de cada segmento determinada na metodologia apresentada no capítulo 3.

Segmento	Capacidade do SAE (MWh)
Têxteis	24,169
Serviços	4,621
Bebidas	23,827
Comércio	3,727
Veículos	25,457

Tabela 27: Capacidade do SAE (do autor, 2018)

Desta forma, o custo do SAE por segmento é calculado pela multiplicação simples do custo unitário (\$ 399/kWh) e a capacidade do SAE. O valor da taxa cambial dólar para real utilizada foi de 1:4.

Segmento	Capacidade do SAE (MWh) - Mês	Custo em USD	Custo em Reais
Têxteis	24,169	9.643.254,29	38.573.017,17
Serviços	4,621	1.843.733,60	7.374.934,42
Bebidas	23,827	9.506.783,89	38.027.135,55
Comércio	3,727	1.486.985,89	5.947.943,55
Veículos	25,457	10.157.280,72	40.629.122,90

Tabela 28: Custo do SAE (do autor, 2018)

Tomando como exemplo um consumidor no ACL comprando energia incentivada com 50% de desconto na TUSD, conectado à distribuidora COELBA, na classe de tensão A4 e estrutura tarifária verde, os resultados financeiros mensais são listados na Tabela 29.

Economia com o SAE (R\$)				
Segmento	Consumo (R\$)	Demanda (R\$)	DEC e FEC (R\$)	Total (R\$)
Têxteis	70.132,80	1.390,39	26.485,27	98.008,46
Serviços	93.862,86	9.218,56	18.788,70	121.870,12
Bebidas	69.250,05	2.795,30	26.485,27	98.530,63
Comércio	75.712,31	6.069,28	18.788,70	100.570,29
Veículos	73.949,22	6.011,76	26.485,27	106.446,25

Tabela 29: Economia obtida com um consumidor A4 Verde, COELBA Energia Incentivada 50% (do autor, 2018)

O *payback* simples é calculado levando em consideração a economia total com o SAE mensal da Tabela 30 e o custo da implantação do SAE da tabela 20.

Segmento	Economia Total Mensal (R\$)	Custo em Reais	Payback simples (anos)
Têxteis	98.008,46	38.573.017,17	32,80
Serviços	121.870,12	7.374.934,42	5,04
Bebidas	98.530,63	38.027.135,55	32,16
Comércio	100.570,29	5.947.943,55	4,93
Veículos	106.446,25	40.629.122,90	31,81

Tabela 30: Payback simples de um consumidor A4 Verde, COELBA Energia Incentivada 50% (do autor, 2018)

Para ilustrar o fluxo de caixa, o Gráfico 25 leva em consideração os valores obtidos para um consumidor do segmento de Comércio.

Ano	Investimento (R\$)	Economia Anual (R\$)	Fluxo de Caixa (R\$)
0	-5.947.943,55	1.206.843,43	-4.741.100,12
1	0,00	1.206.843,43	-3.534.256,69

2	0,00	1.206.843,43	-2.327.413,25
3	0,00	1.206.843,43	-1.120.569,82
4	0,00	1.206.843,43	86.273,61
5	0,00	1.206.843,43	1.293.117,05
6	0,00	1.206.843,43	2.499.960,48
7	0,00	1.206.843,43	3.706.803,92
8	0,00	1.206.843,43	4.913.647,35
9	0,00	1.206.843,43	6.120.490,78
10	0,00	1.206.843,43	7.327.334,22

Tabela 31: Fluxo de caixa do payback simples de um consumidor A4 Verde, COELBA Energia Incentivada 50% (do autor, 2018)

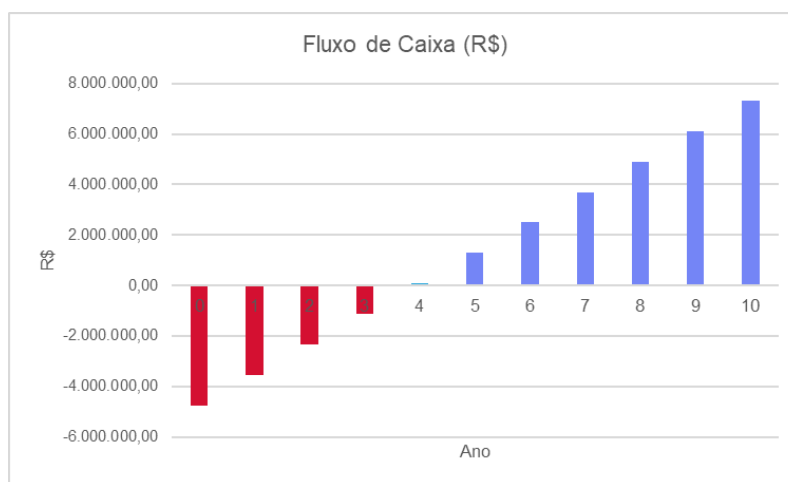


Gráfico 25: Fluxo de caixa do payback simples de um consumidor A4 Verde, COELBA Energia Incentivada 50% (do autor, 2018)

Para o cálculo do *Payback* descontado, foi utilizado uma taxa de juros de 10% e temos que:

Ano	Investimento (R\$)	Economia Anual descontada (R\$)	Fluxo de Caixa descontado (R\$)
0	-5.947.943,55	1.206.843,43	-4.741.100,12
1	0,00	1.097.130,39	-3.643.969,73
2	0,00	997.391,27	-2.646.578,46
3	0,00	906.719,33	-1.739.859,12
4	0,00	824.290,30	-915.568,82
5	0,00	749.354,82	-166.214,00
6	0,00	681.231,66	515.017,66
7	0,00	619.301,51	1.134.319,16
8	0,00	563.001,37	1.697.320,53
9	0,00	511.819,43	2.209.139,96
10	0,00	465.290,39	2.674.430,34

Tabela 32: Fluxo de caixa do payback descontado, com taxa de juros (10%) de um consumidor A4 Verde, COELBA Energia Incentivada 50% (do autor, 2018)

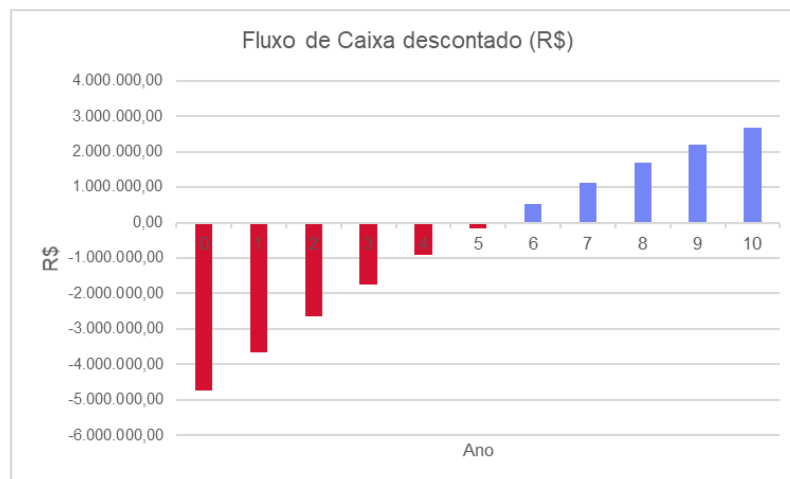


Gráfico 26: Fluxo de caixa do payback simples de um consumidor A4 Verde, COELBA Energia Incentivada 50% (do autor, 2018)

Quando analisamos o *payback* descontado, os segmentos Têxteis, Bebidas e Veículos não possuem resultados positivos em virtude do alto custo de investimento inicial, que leva em consideração as características de operação dos SAEs

Segmento	Economia Total Mensal (R\$)	Custo em Reais	Payback simples (anos)	Payback descontado (anos)
Têxteis	98.008,46	38.573.017,17	32,80	Não há
Serviços	121.870,12	7.374.934,42	5,04	5,55
Bebidas	98.530,63	38.027.135,55	32,16	Não há
Comércio	100.570,29	5.947.943,55	4,93	5,76
Veículos	106.446,25	40.629.122,90	31,81	Não há

Tabela 33: Payback simples e descontado de um consumidor A4 Verde, COELBA Energia Incentivada 50% (do autor, 2018)

De acordo com as informações do relatório do IRENA [7] (2017) o ciclo de vidas dos SAEs é de, em média, 10.000 ciclos completos de carregamento e descarregamento. Com este número de ciclos e aplicação dos segmentos analisados, corresponde, em anos a 27 anos. A Taxa de Interna de Retorno - TIR no em um horizonte de 27 anos está detalhada conforme tabela a seguir.

Segmento	Economia Total Mensal (R\$)	Custo em Reais	Payback simples (anos)	Payback descontado (anos)	TIR
Serviços	121.870,12	7.374.934,42	5,04	5,55	12%
Comércio	100.570,29	5.947.943,55	4,93	5,76	13%

Tabela 34: Payback simples e descontado e TIR de um consumidor A4 Verde, COELBA Energia Incentivada 50% (do autor, 2018)

5 BARREIRAS AO ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Existem diversas barreiras que, no Brasil e no mundo, atualmente impedem o rápido crescimento dos SAEs no setor elétrico. As barreiras podem, em alguns casos, impedir e/ou limitar a implantação e impedir/limitar a receita para o desenvolvimento desta tecnologia. (SILVA [37], 2016)

Apesar do alto custo envolvido na aquisição dos SAEs, este não é a única barreira encontrada, existem barreiras por falta de regulação, regras e normas que impedem o investimento. A tabela a seguir destacam as principais barreiras encontradas na literatura do assunto. Estas são subdivididas em *regulatórias*, *econômicas*, *na modelagem de negócios*, *crosscutting** e *tecnológicas*.

Barreiras					
Regulatórias		Econômicas	Modelagem de Negócios	Crosscutting*	Tecnológicas
Subdivisões	Questões Administrativas	Mecanismos de compensação de receita	Incertezas e riscos para concessionárias e desenvolvedores	Conhecimento limitado das partes interessadas	Alto custo das tecnologias
	Restrições de classificações funcionais e questões de alocações de custos	Ausência de Mercados		Restrições de modelo e falta de recursos de modelagem	
	Discrepâncias de regras entre os mercados	Ausência de sinais de preço			

Tabela 35: Barreiras a implantação dos SAEs (SILVA [37], 2016)

* *Crosscutting* pode ser admitido, nesse contexto, como barreiras que atingem todas as partes interessadas.

SILVA [37] (2016) e SANDIA [40] (2013) detalham cada uma das barreiras apresentadas na tabela acima.

- **Barreiras Regulatórias:** Compostas por atrasos em constituir-se uma regulação específica do setor. Impedindo, por exemplo, que o SAE atue forma otimizada sob a prestações de serviço de múltiplas classificações contábeis.
- **Barreiras Econômicas:** Compostas pela impossibilidade de recebimento de uma compensação adequada sobre os serviços auxiliares prestados. Atualmente o mercado de serviço auxiliares está diretamente modelado

para o mercado dos geradores de energia. Serviços de resposta inercial, *black-start* e potência reativas não possuem mercados favoráveis a aplicações dos SAEs.

- *Barreiras da Modelagem de Negócios*: As incertezas e riscos inerentes ao não conhecimento da tecnologia dos SAEs é uma das principais barreiras para as concessionárias e desenvolvedores viabilizarem um projeto. As características técnicas como, desempenho do ciclo de vida e longevidade dos recursos de armazenamento de energia ainda não possuem resultados sólidos.
- *Barreiras do Crosscutting*: O conhecimento limitado das partes interessadas por fazer com que não haja investimento do desenvolvimento da tecnologia o que acarreta em falta de recursos em pesquisas e desenvolvimento focado no assunto.
- *Barreiras tecnológicas*: O alto custo inerente de uma tecnologia nova dificulta a aceitação dos provedores de soluções energéticas em levar os SAEs para potencial cliente.

Outra barreira dos SAEs é a falta de fabricação nacional dos equipamentos envolvidos nos projetos tornando assim a necessidade de importação dos produtos, sujeitos à tributação adicional.

Thomé [38] (2017) aponta que os impostos federais incidentes na importação dos equipamentos dos SAEs são:

- *Impostos de Importação (II)*: tem a finalidade econômica/regulatória e de proteção. Age valorando os produtos importados para que não haja concorrência desleal com os produtos de fabricação nacional (Receita Federal [38], 2018)
- *Impostos sobre Produtos Industrializados (IPI)*: Um imposto de competência federal que justifica-se em razão da necessidade de se promover a equalização dos custos dos produtos industrializados importados em relação aos de fabricação nacional (Receita Federal [38], 2018)
- *PIS e COFINS – Importação*: Essas contribuições dão tratamento tributário isonômico entre os bens produzidos no País, que sofrem a incidência

dessas contribuições, e os bens importados, que são tributados às mesmas alíquotas dos bens nacionais.

Utilizando como exemplo os equipamentos de baterias de íon-lítio, os tributos são da ordem de: II – 16%, IPI – 15%, PIS-Importação – 2,10%, COFINS-Importação – 9,65% (THOMÉ [38], 2017).

Juntamente com as questões de tributação de produtos importados, está relacionado o custo conversão cambial. Nos últimos 5 anos (considerando a a data final 19/09/2018) o dólar variou de 2,20:1 em setembro de 2013 para 4,20:1 em setembro de 2018.

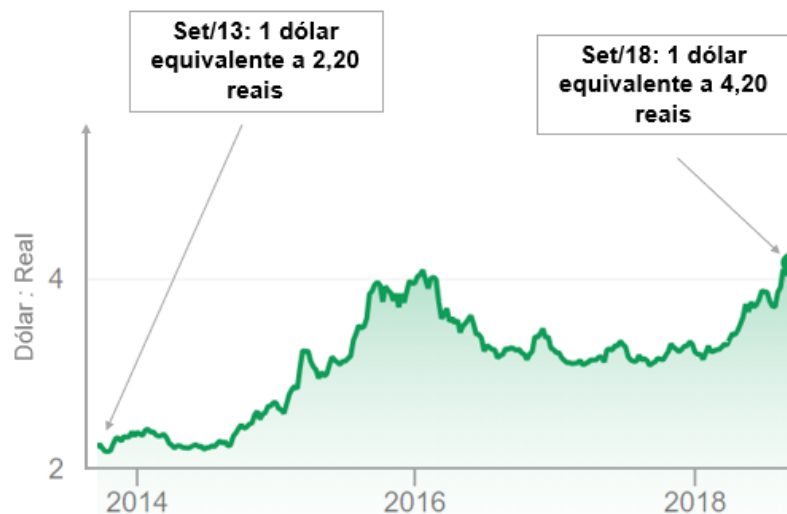


Gráfico 27: Variação da relação dólar: real dos últimos 5 anos. (do autor, 2018)

6 ANÁLISE SWOT

A análise SWOT tem como objetivo analisar os pontos fortes e fracos de um negócio, além de pontuar as oportunidades e ameaças, auxiliando assim traçando o planejamento estratégico de novos projetos. SWOT é da sigla em inglês de ***Strengths*** (Força), ***Weakness*** (Fraquezas), ***Opportunities*** (Oportunidades) e ***Threats*** (Ameaças), no Brasil também é conhecida como FOFA.

Esta análise fornece, de maneira versátil e fácil, ajuda para os negócios nas seguintes vertentes:

- Mais segurança para a tomada de decisão;
- Conhecimento aprofundado dos possíveis cenários;
- Compreender a posição da tecnologia perante as outras disponíveis no mercado;
- Antecipar as ações do empreendedor frente aos movimentos externos;
- Prover alternativas de ação.

Para a tecnologia do SAE, ao longo dessa dissertação, foram determinadas as seguintes considerações:

- ***Forças (Strengths)***

Como forças dos SAES, são destacadas o avanço das energias renováveis que, para combaterem a questão da intermitência, buscam nos SAES uma solução. Na ótica do operador do sistema, a geração intermitente de energia elétrica requer maior disponibilidade dos recursos para que seja considerada como uma energia despachável.

Fontes renováveis, como por exemplo, energia solar e eólica necessitam de sistemas como este para garantir o fornecimento de forma contínua e se tornarem ainda mais competitivas, frente as fontes convencionais.

Alinhado com este crescimento, a questão de segurança energética passa a ser um ponto de atenção para todos os que realizam gestão de energia.

Conforme apresentado no capítulo 4, existem resultados financeiros positivos a depender do tipo de aplicação, tamanho do sistema e estratégia de

carregamento e descarregamento do SAE. As economias apresentadas são na ordem de R\$ 100,00/MWh e um payback de cerca de 5 anos.

- *Fraquezas (Weakness)*

Como principais são apontadas nesta dissertação as barreiras tecnológicas/ modelagem de negócios e as Incertezas regulatórias.

Incertezas quanto as características técnicas de, por exemplo, desempenho do ciclo de vida fazem com que os investimentos dessa tecnologia sejam repensados quando comparado com tecnologias mais maduras no mercado.

No Brasil ainda não existem regras, regulações ou normas que definem um mercado de aplicação para os SAEs, trazendo insegurança aos empreendedores.

- *Oportunidades (Opportunities):*

Novos projetos de pesquisa e desenvolvimento, na mesma linha que a chamada pública nº 21/2016 ajudam a romper as barreiras e as incertezas da aplicação do SAE.

Junto aos projetos de pesquisa e desenvolvimento, devem ser estudados modelos de negócios focas na inserção das SAEs em diversos serviços remunerados que hoje, não focados para geradores de energia, como por exemplo, serviços auxiliares.

As diretrizes do IEA quanto as ações a serem tomada pelas diferentes esferas da sociedade criam oportunidades de desenvolvimento da tecnologia e garantem o comprometimento das partes envolvidas.

Com diversos incentivos às fontes renováveis pelo mundo, a discussão sobre a utilização do SAE ganha força no mercado e desenvolvimento das tecnologias envolvidas.

Com o tema de SAEs em foco, é necessário o fortalecimento da indústria nacional para a fabricação dos equipamentos, possibilitando assim, maior acesso a linhas de créditos e promover discussões sobre a redução de impostos relacionados a importação.

- *Ameaças (Threats):*

Inerente ao processo de importação, o risco cambial pode inviabilizar as importações de tecnologias relacionadas ao SAEs. Por exemplo, o dólar americano dobrou de valor nos últimos 5, indo na contramão do valor dos

equipamentos dos SAEs, anulando assim uma eventual redução do custo de aquisição destes equipamentos.

A falta de regulação sobre o assunto pode trazer muitas incertezas ao mercado, onde cria-se a expectativa de uma regulação favorável ao desenvolvimento da tecnologia do SAE.

Com as informações listadas acima e ao longo dessa dissertação, a matriz SWOT da aplicação do SAE no setor elétrico brasileiro apresenta a seguinte configuração.

	Fatores Positivos Strengths/Forças	Fatores Negativos Weakness/Fraquezas
Fatores Internos	- Alta penetração com a integração junto às energias renováveis - Aspectos de Segurança Energética - Redução de Custos	- Barreiras Tecnológica e de Modelagem de Negócios - Incertezas Regulatórias - Custo de importação elevado - Custo de aquisição elevado
	Oportunities/Oportunidades	Threats/Ameaças
Fatores Externos	- Novos projetos de pesquisa e desenvolvimento para fomentar a tecnologia - Recomendações e Objetivos do IEA - Incentivos às fontes renováveis - Desenvolvimento de um mercado de produção interna e possíveis redução de impostos relacionados a importação.	- Incertezas Regulatórias - Impostos relacionados a Importação - Riscos Cambiais

Tabela 36: Matriz SWOT da aplicação do SAE (do autor, 2018)

Os ganhos quanto a utilização das SAEs vão além dos descritos nas forças da tabela acima. Quando em funcionamento fazem com que uma simples carga se torna uma carga inteligente, carregando no momento de pouco demanda do sistema e descarregando quando a demanda é maior. Fazendo uma analogia com estar conectada quando à maior oferta de energia e nos momentos de menor oferta, a bateria fornece a energia necessário, fazendo a carga se desconectar do sistema.

Como um por de oportunidade ainda temos a possibilidade do desenvolvimento do Programa de Resposta a Demanda Promovido pelo ONS. O programa tem como objetivo a redução dos custos de atendimento energético do sistema interligado nacional, trazendo uma maior confiabilidade para o sistema e proporcionando a modicidade tarifária aos consumidores finais.

Este programa irá mensurar o benefício do desligamento do consumidor do SIN, precificá-lo e então considerado como um Encargo de Serviços do Sistema – ESS e então contabilizado pela CCEE e pago durante a Liquidação Financeira. Entretanto, devido a judicialização inerente no pagamento dos créditos da Liquidação Financeira, o programa enfrenta dificuldades para evoluir no Brasil, sendo este uma fraqueza e um ponto a ser desenvolvido.

7 RECOMENDAÇÕES

As recomendações do ponto de vista do autor podem seguir em três pilares, diminuição de carga tributária de importação, promover e fomentar o desenvolvimento tecnológico nacional e estimular a remuneração diferenciada aos consumidores que aderirem a programas de confiabilidade no fornecimento de energia do sistema interligado nacional.

- *Diminuição de Carga Tributária de Importação*: Atualmente, são uma grande parcela do valor do SAE e podem inviabilizar o projeto. Conforme descrito no capítulo 5, os impostos vinculados a importação representam quase 40% do custo dos equipamentos;
- *Desenvolvimento Tecnológico Nacional*: Além de reduzir a questão tributária, o desenvolvimento de um mercado nacional irá fomentar a criação de um mercado de varejo desta tecnologia capacitando profissionais para projetar, instalar e operar estas tecnologias;
- *Mercado remunerado para utilização dos SAEs em benefício de confiabilidade energética*: Desenvolvimento de uma metodologia pró consumidor para incentivar a participação em programas como o de “Repota a Demanda do ONS”

Entretanto, para que estas recomendações sejam alcançadas, é necessário que sejam realizados diversos programas de pesquisa e desenvolvimento (P&D) na área de sistemas de armazenamento de energia, nos padrões da recém Chamada do Projeto de P&D Estratégico nº 21/2016.

Projetos como este são utilizados para identificar pontos a serem desenvolvidos no mercado interno e identificar particularidades de cada projeto em diferentes regiões do país onde. Riscos e limites de operação dos sistemas também são aprofundados nestes estudos.

Com base nos resultados obtidos nos programas de P&D, é necessário que seja desenvolvido uma regulação específica que fomente a criação de um mercado competitivo e modelos de negócios que permitam a penetração desta tecnologia.

Como recomendação destaca-se o aprofundamento na tecnologia de armazenamento de hidrogênio que permitirá a máxima utilização dos recursos energéticos sem a limitação de carregamento.

8 CONCLUSÃO

A monografia *Análise das oportunidades da utilização de sistemas de armazenamento de energia por consumidores no ambiente de contratação livre (ACL)* apresentou uma conceitualização acerca do tema de sistemas de armazenamento de energia e do ambiente de contratação livre, destacando as principais oportunidades vinculadas a este tema sem se abster da identificação das fraquezas e pontos de atenção das tecnologias e mercados envolvidos.

As oportunidades técnicas, ambientais e financeiras apresentadas estão em aplicação e/ou estudos em várias partes do mundo o que corrobora a importância do tema no futuro da gestão de energia elétrica.

A monografia apresenta resultados financeiros favoráveis para diversos segmentos de consumo. A depender do segmento, como o caso de Comércio e Serviços que, por conta de sua característica de consumo, permitem um investimento inicial relativamente baixo e um retorno do investimento mais rápido, cerca de 6 anos. Para segmentos onde o consumo se mantém praticamente uniforme todos as horas do dia e todos os dias da semana, fazem com que o investimento na tecnologia seja superior e um retorno de investimento mais elevado.

No aspecto financeiro é concluído que a depender da curva de consumo semanal de cada segmento a aplicação dos SAEs pode ser uma oportunidade vantajosa. Vale destacar os resultados obtidos podem ser potencializados a depender das tarifas TUSD de cada distribuidora de energia do Brasil. Cabe ressaltar que neste estudo não foi considerado os impostos para o cálculo.

Nos aspectos técnicos, é evidente que os SAEs apresentam soluções para dirimir os problemas de qualidade de fornecimento de acordo com os índices atuais de fornecimento. No que diz respeito a substituição da do sistema de emergência, a bibliografia rasa não permitiu um aprofundamento maior sobre o assunto, mas, é

possível verificar que, por conta do rápido tempo para assumir a carga, os SAEs podem ser competitivos quando comparados com motores a combustão.

Para o aspecto ambiental, devido a alta participação dos combustíveis fósseis, as SAEs se apresentam uma solução vantajosa quando combinando a geração das fontes de energia renováveis. As SAEs devem agir de forma a potencializar a geração das fontes renováveis armazenando em momentos de menor demanda energética e as utilizando-a em momentos de alta demanda.

Apesar as oportunidades apresentadas serem, na maioria dos casos vantajosas, há barreiras conjunturais que fazem com que as SAEs ainda não tenham sido muito aproveitadas no Brasil. Questões como falta de uma regulação específica, impostos elevados e falta de mercado nacional são parte das barreiras enfrentadas.

Como sugestões para trabalhos futuros, é necessário o aprofundamento das questões regulatórias e nas identificações de possíveis aberturas de mercado para que os consumidores que possuam essa tecnologia possam agir como um agente de confiabilidade energética para o ONS.

É necessário também analisar a viabilidade financeira dos projetos considerando o regime de tributação e impostos específicos de cada região e de cada aplicação das SAEs. Propor soluções regulatórias que possam impulsionar a tecnologia e o mercado de SAEs no Brasil.

As considerações finais sobre a monografia é de que as SAEs apresentam ótimas perspectivas quanto as oportunidades de utilização, sejam elas financeiras, técnicas ou ambientais. Porém, questões regulatórias e impostos podem ser barreiras insuperáveis para a implantação de um ambiente favorável de aplicação das SAEs no Brasil.

9 REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA

- [1] **OS DESAFIOS DO ARMAZENAMENTO DE ENERGIA NO SETOR ELÉTRICO.** [s. L]: Fgv Energia, Janeiro de 2017. Disponível em: <<http://bibliotecadigital.fgv.br/ojs/index.php/bc/article/viewFile/67230/64825>>. Acesso em: 12 set. 2018.
- [2] Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL - Sala de Imprensa. **Agência aprova 23 propostas da chamada de P&D sobre armazenamento de energia.** 2017. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/agencia-aprova-23-propostas-da-chamada-de-p-d-sobre-armazenamento-de-energia/656877>. Acesso em: 12 set. 2018.
- [3] HART, David M.; BONVILLIAN, William B.; AUSTIN, Nathaniel. **Energy Storage for the Grid: Policy Options for Sustaining Innovation: Massachusetts: Mit Energy Initiative (MITEI),** 2018. 33 slides, color. Disponível em: <<https://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2018/04/Energy-Storage-for-the-Grid.pdf>>. Acesso em: 12 set. 2018.
- [4] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA. International Energy Agency - IEA. **Energy storage: Tracking Clean Energy Progress.** 2014. Disponível em: <<https://www.iea.org/tcep/energyintegration/energystorage/>>. Acesso em: 12 set. 2018.
- [5] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA. **Technology Roadmap: Energy storage.** Paris: International Energy Agency - IEA, 2014. 64 p. Disponível em: <<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapEnergyStorage.pdf>>. Acesso em: 12 set. 2018.
- [6] EUROPEAN ASSOCIATION FOR STORAGE OF ENERGY - EASE (Org.). **EUROPEAN ENERGY STORAGE TECHNOLOGY DEVELOPMENT ROADMAP TOWARDS 2030.** [s. L]: Ease, 2018. Disponível em: <https://www.eera-set.eu/wp-content/uploads/2017.01.16_Update-of-the-EASE-EERA-ES-Technology-Development-Roadmap_for-public-consultation.pdf>. Acesso em: 12 set. 2018.
- [7] INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY - IRENA. **ELECTRICITY STORAGE AND RENEWABLES:: COSTS AND MARKETS TO 2030.** [s. L]: Irena, 2017. Disponível em: <<http://www.irena.org/publications/2017/Oct/Electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets>>. Acesso em: 12 set. 2018.
- [8] CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CCEE. **Saiba mais sobre os agentes associados à CCEE e a participação destes no mercado:** Como se dividem. 2018. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/quem-participa/como_se_dividem?_adf.ctrl-state=1ukve9l3i_5&_afLoop=285009564791648#!>. Acesso em: 12 set. 2018.
- [9] CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **REGRAS DE COMERCIALIZAÇÃO:** Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST. [s. L]: Ccee, 2018. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/regras?_afLoop=336047827788063&_adf.ctrl-state=1avhcl469_67#!%40%40%3F_afLoop%3D336047827788063%26_adf.ctrl-state%3D1avhcl469_71>. Acesso em: 13 set. 2018.
- [10] ABRACEEL, Associação Brasileira de Comercializadores de Energia -. **CARTILHA MERCADO LIVRE DE ENERGIA ELÉTRICA:** Um guia básico para consumidores potencialmente livres e especiais. Brasília: Abraceel, 2016. Disponível em: <http://www.abraceel.com.br/archives/files/Abraceel_Cartilha_MercadoLivre_V9.pdf>. Acesso em: 13 set. 2018.
- [11] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Constituição (2010). Resolução Normativa nº 414, de 09 de setembro de 2010. . [S. l.], Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>>. Acesso em: 13 set. 2018
- [12] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Constituição (2012). Resolução Normativa nº 479, de 04 de abril de 2012. . [S. l.], Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012479.pdf>>. Acesso em: 13 set. 2018.

[13] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Constituição (2012). Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. [S. l.], Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 13 set. 2018.

[14] CPAMP, Comissão Permanente Para Análise de Metodologias e Programa Computacionais do Setor Elétrico -. **Representação dos Patamares de Carga na cadeia de modelos computacionais do setor elétrico.** [s. l.]: Cpamp, 2018. 140 p. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/10584/61476853/Ata+Anexo+3+CP+51+Relat%C3%B3rio+T%C3%A9cnico+do+GT+Metodologia+da+CPAMP++n%C2%BA+001-2018_rv1_26072018.pdf/d2597660-d0e2-464f-a8bb-b84af8d6244a>. Acesso em: 14 set. 2018.

[15] CCEE, CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA -. **Patamares.** Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/patamares_contab?_afLoop=25485903715692&_adf.ctrl-state=7kmzmyski_59#!%40%40%3F_afLoop%3D25485903715692%26_adf.ctrl-state%3D7kmzmyski_63>. Acesso em: 14 set. 2018.

[16] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Constituição (2004). Resolução Normativa nº 109, de 26 de outubro de 2004. [S. l.], Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2004109.pdf>>. Acesso em: 14 set. 2018.

[17] CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica -. **Preços Semanais.** Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/precos_semanais?_afLoop=28198072603392&_adf.ctrl-state=guaaw55jx_40#!%40%40%3F_afLoop%3D28198072603392%26_adf.ctrl-state%3Dguaaw55jx_44>. Acesso em: 14 set. 2018

[18] ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrica -. **Mapas.** Disponível em: <<http://ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>>. Acesso em: 14 set. 2018.

[19] ELETROBRAS; ELÉTRICA, Procel - Programa Nacional de Conservação de Energia; EDIFICAÇÕES, Procel Edifica - Eficiência Energética em. **Manual de Tarificação da Energia Elétrica.** [s. l.], 2011. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/10584/1985241/Manual%20de%20Tarif%20En%20El%20-%20Procel_EPP%20-%20Agosto-2011.pdf>. Acesso em: 14 set. 2018.

[20] ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica -. **Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica.** 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/distribuicao2>>. Acesso em: 14 set. 2018.

[21] ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica -. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST.** 2017 Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/prodist>>. Acesso em: 14 set. 2018.

[22] ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica -. **Regulação dos Serviços de Distribuição.** 2018. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/regulacao-da-distribuicao/-/asset_publisher/nHNpDfkNeRpN/content/regulacao-dos-servicos-de-distribuicao/656827?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fregulacao-da-distribuicao%3Fp_id%3D101_INSTANCE_nHNpDfkNeRpN%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_count%3D4>. Acesso em: 14 set. 2018.

[23] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **PRODIST MÓDULO 8:** Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica. [s. l.]: ANEEL, 2018. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo_8-Revis%C3%A3o_10/2f7cb862-e9d7-3295-729a-b619ac6baab9>. Acesso em: 14 set. 2018.

[24] ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica -. **Ranking 2017:** Ranking da Continuidade do Serviço 2017. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/ranking-2017>>. Acesso em: 18 set. 2018.

[25] Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. **Nota Técnica nº 0044/2018-SRD/ANEEL.** [s. l.]: Aneel, 2018. Disponível em:

<http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14864125/Nota_Tecnica_0044-2018-Ranking_2017/8cb45dac-d6d9-90ba-9864-748f72391c39>. Acesso em: 18 set. 2018.

[26] SINAPSIS - INOVAÇÃO EM ENERGIA. **AVALIAÇÃO DOS CUSTOS RELACIONADOS ÀS INTERRUPÇÕES DE ENERGIA ELÉTRICA E SUAS IMPLICAÇÕES NA REGULAÇÃO**. [s. L.]: Sinapsis, 2016. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/10584/9309513/Produto+3b.pdf/6db3e8dc-58e1-48a6-bbee-e7c8ff4fb6bd>>. Acesso em: 18 set. 2018.

[27] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Indicadores Coletivos de Continuidade (DEC e FEC)**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/indicadores-coletivos-de-continuidade>>. Acesso em: 18 set. 2018.

[28] NASCIMENTO JÚNIOR, Maurício José do. **SISTEMA SUPERVISÓRIO PARA GERENCIAMENTO, PADRONIZAÇÃO DAS INSTALAÇÕES E ESTUDO DE VIABILIDADE DE UTILIZAÇÃO DE GRUPOS GERADORES DIESEL EM HORÁRIO DE PONTA NA UFRN**. 2017. 116 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2017. Disponível em: <<https://repositorio.ufrn.br/jspui/handle/123456789/24487>>. Acesso em: 18 set. 2018.

[29] DELOITTE. **Energy storage: Tracking the technologies that will transform the power sector**. [s. L.]: Deloitte, 2014. Disponível em: <<https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/us/Documents/energy-resources/us-er-energy-storage-tracking-technologies-transform-power-sector.pdf>>. Acesso em: 18 set. 2018.

[30] RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21ST CENTURY – REN21. **RENEWABLES 2018: GLOBAL STATUS REPORT**. Paris: Ren21 Secretariat, 2018. Disponível em: <http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2018/06/17-8652_GSR2018_FullReport_web_-1.pdf>. Acesso em: 19 set. 2018.

[31] ELETRONUCLEAR. **Resenha Energética Brasileira: 2018**. [s. L.]: Eletronuclear, 2018. Disponível em: <<http://www.eletronuclear.gov.br/Imprensa-e-Midias/Documents/Resenha%20Energ%C3%A9tica%202018%20-MME.pdf>>. Acesso em: 19 set. 2018.

[32] RAMOS, Dorel Soares et al. Expansão da capacidade do atendimento de ponta no Sistema Interligado Brasileiro. **Revista Usp**, [s. L.], v. 104, n. 1, p.103-124, mar. 2015. Disponível em: <<https://www.revistas.usp.br/revusp/article/view/106758/105397>>. Acesso em: 19 set. 2018.

[33] Ministério de Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações - MCTIC. **Fator médio - Inventários corporativos: Fatores de Emissão de CO2 pela geração de energia elétrica**. Disponível em: <http://www.mctic.gov.br/mctic/opencms/ciencia/SEPED/clima/textogeral/emissao_corporativos.html>. Acesso em: 19 set. 2018.

[34] U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION - EIA. **U.S. Battery Storage Market Trends**. Washington, Dc: Eia, 2018. Disponível em: <https://www.eia.gov/analysis/studies/electricity/batterystorage/pdf/battery_storage.pdf>. Acesso em: 19 set. 2018.

[35] Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. **Aspectos Institucionais: Distribuição de Energia**. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/aspectos_institucionais/2_4_1.htm>. Acesso em: 19 set. 2018.

[36] GUSTAVSSON, Johanna. **Energy Storage Technology Comparison: A knowledge guide to simplify selection of energy storage technology**. 2016. 44 f. TCC (Graduação) - Curso de Bachelor Of Science Thesis, Kth School Of Industrial Engineering And Management Energy Technology, Stockholm, 2016. Disponível em: <<http://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:953046/FULLTEXT01.pdf>>. Acesso em: 19 set. 2018.

[37] SILVA, Yáscara Fabrina Fernandes da Costa e. **Um modelo para seleção e operação otimizada de sistemas de armazenamento de energia elétrica em redes inteligentes**. 2016. 68 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia de Energia, Programa de Pós-graduação em Engenharia de Energia, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2016. Disponível em:

<https://repositorio.unifei.edu.br/xmlui/bitstream/handle/123456789/492/dissertacao_costa_e_silva_2016.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acesso em: 19 set. 2018.

[38] THOMÉ, Matheus Howes Coimbra. **ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DA IMPLANTAÇÃO DE SISTEMAS DE BATERIAS DE LÍTIO-ÍON EM UNIDADES CONSUMIDORAS CONECTADAS NA MÉDIA TENSÃO**. 2017. 81 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia de Produção, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2017. Disponível em: <<http://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10024819.pdf>>. Acesso em: 19 set. 2018.

[39] Receita Federal. **Glossário**. Disponível em: <<http://www4.receita.fazenda.gov.br/simulador/glossario.html#ncm>>. Acesso em: 19 set. 2018.

[40] SANDIA NATIONAL LABORATORIES. **MARKET AND POLICY BARRIERS TO ENERGY STORAGE DEPLOYMENT**. Albuquerque: Sandia National Laboratories, 2013. Disponível em: <<https://www.sandia.gov/ess-ssl/publications/SAND2013-7606.pdf>>. Acesso em: 20 set. 2018.

[41] A.F.M.BUENO; C.A.L.BRANDÃO. **VISÃO GERAL DE TECNOLOGIA E MERCADO PARA OS SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL**. Belo Horizonte: Associação Brasileira de Armazenamento e Qualidade de Energia - Abaque, 2017. Disponível em: <http://abaque.com.br/wp-content/uploads/2017/07/Estudo_Mercado_Armazenamento_Brasil.pdf>. Acesso em: 14 out. 2018.

[42] CORREIA, Tiago Augusto Lima Torres. **Sistemas de Armazenamento de Energia Integrados em Centrais Fotovoltaicas**. 2016. 103 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Electrotécnica e de Computadores, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2016. Disponível em: <https://sigarra.up.pt/feup/pt/pub_geral.show_file?pi_gdoc_id=729181>. Acesso em: 14 out. 2018

[43] IRENA, International Renewable Energy Agency -. **Global Renewable Generation Continues its Strong Growth, New IRENA Capacity Data Shows**. 2018. Disponível em: <<http://www.irena.org/newsroom/pressreleases/2018/Apr/Global-Renewable-Generation-Continues-its-Strong-Growth-New-IRENA-Capacity-Data-Shows>>. Acesso em: 14 out. 2018.

[44] Energias renováveis, geração distribuída e eficiência energética / Alberto Hernandez Neto ... [et al.]; organização José Roberto Simões Moreira – 1. Ed. – Rio de Janeiro : LTC, 2017. II; 28 cm

[45] COMERC, Comerc Comercializadora de Energia Elétrica - COMERC. **Ambiente de Contratação Livre**. São Paulo: Comerc Comercializadora de Energia Elétrica, 2018. Color.