

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Eric Fernando Boeck Daza

**DETERMINAÇÃO DE ARRANJOS REGULATÓRIOS E ECONÔMICOS
PARA VIABILIZAR INVESTIMENTOS EM SISTEMAS DE
ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

Santa Maria, RS
2018

Eric Fernando Boeck Daza

**DETERMINAÇÃO DE ARRANJOS REGULATÓRIOS E ECONÔMICOS PARA
VIABILIZAR INVESTIMENTOS EM SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE
ENERGIA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do título de **Doutor em Engenharia Elétrica**.

Orientador: Prof. Dr. Mauricio Sperandio

Santa Maria, RS
2018

Daza, Eric Fernando Boeck
DETERMINAÇÃO DE ARRANJOS REGULATÓRIOS E ECONÔMICOS PARA
VIABILIZAR INVESTIMENTOS EM SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE
ENERGIA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA /
Eric Fernando Boeck Daza.- 2018.
143 p.; 30 cm

Orientador: Mauricio Sperandio
Tese (doutorado) - Universidade Federal de Santa
Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica, RS, 2018

1. Distribuição de energia elétrica 2. Economia em
Sistemas de Energia 3. Geração Distribuída 4. Mercados de
Energia 5. Sistemas de Armazenamento de Energia I.
Sperandio, Mauricio II. Título.

Sistema de geração automática de ficha catalográfica da UFSM. Dados fornecidos pelo autor(a). Sob supervisão da Direção da Divisão de Processos Técnicos da Biblioteca Central. Bibliotecária responsável Paula Schoenfeldt Patta CRB 10/1728.

©2018

Todos os direitos autorais reservados a Eric Fernando Boeck Daza. A reprodução de partes ou do todo deste trabalho só poderá ser feita mediante a citação da fonte.
Endereço: Av. Roraima, 1000, UFSM, Santa Maria, RS, Brasil, CEP: 97105900.
E-mail: boeckdaza@gmail.com

Eric Fernando Boeck Daza

**DETERMINAÇÃO DE ARRANJOS REGULATÓRIOS E ECONÔMICOS PARA
VIABILIZAR INVESTIMENTOS EM SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE
ENERGIA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do título de **Doutor em Engenharia Elétrica**.

Aprovado em 17 de dezembro de 2018:

Mauricio Sperandio, Dr. (UFSM)
(Presidente/Orientador)

Daniel Pinheiro Bernardon, Dr. (UFSM)

Luciane Neves Canha, Dr^a. (UFSM)

Gelson Antônio Andrêa Brigatto, Dr. (UFG) - Videoconferência

Moisés Machado Santos, Dr. (UNIJUÍ)

Santa Maria, RS
2018.

À minha Esposa **Daiane Falkembach**, por todo amor e apoio.

AGRADECIMENTOS

À minha esposa Daiane pela cumplicidade, carinho, suporte incondicional e sua energia transmitida em todos estes anos de convivência e companheirismo. Somente com seu auxílio e apoio foi possível concluir esta importante etapa em minha vida.

Ao meu orientador Prof. Mauricio Sperandio pelos ensinamentos e pela confiança depositada em mim ao longo destes anos no desenvolvimento desse trabalho e que contribuíram para o meu crescimento acadêmico.

Ao Prof. Daniel Pinheiro Bernardon pelas contribuições profissionais e acadêmicas e suporte prestado há mais de 10 anos.

Às professoras Luciane Neves Canha e Alzenira da Rosa Abaide, que durante a minha graduação na UFSM me receberam de braços abertos para iniciar minha vida acadêmica e que serviram de inspiração para chegar até aqui.

Aos membros da banca de defesa e qualificação da tese, Professor Gelson Antônio Andrêa Brigatto, Professor Moisés Machado Santos, Professora Luciane Neves Canha, Professora Alzenira da Rosa Abaide e Professor Daniel Pinheiro Bernardon pelas valiosas sugestões que ajudaram este trabalho.

Aos professores do Centro de Excelência em Energia e Sistemas de Potência (CEESP) e Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM) por todo o suporte neste período.

À empresa em que trabalho e aos meus colegas por terem me proporcionado condições para a realização do curso.

Ao apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES/PROEX) - Código de Financiamento 001, e do INCT-GD (CNPq processo 465640/2014-1, CAPES processo no. 23038.000776/2017-54 e FAPERGS 17/2551-0000517-1).

Por fim, a todos aqueles que, de algum modo, contribuíram para a realização deste trabalho.

RESUMO

DETERMINAÇÃO DE ARRANJOS REGULATÓRIOS E ECONÔMICOS PARA VIABILIZAR INVESTIMENTOS EM SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

AUTOR: Eric Fernando Boeck Daza
ORIENTADOR: Mauricio Sperandio

Neste trabalho é apresentada uma metodologia de análise de inserção de sistemas de armazenamento de energia em redes de distribuição de energia elétrica. Esta metodologia consiste em modelar como dados de entrada a política regulatória vigente, com suas diversas topologias, e como dado de saída o custo máximo possível que o sistema de armazenamento de energia poderá possuir para ser considerado viável pelo potencial investidor. O método proposto permite validar quais tecnologias de armazenamento de energia são viáveis ou não, ou ainda qual deve ser o desenvolvimento tecnológico que necessitam atingir, considerando o arranjo regulatório em que estão inseridas e através de simulações com redes de distribuição padrões e valores econômicos de referência mundial. A grande contribuição do trabalho está em considerar a dinâmica econômica e regulatória e sua alta flexibilidade em ser aplicado em qualquer região ou país e assim propor novos marcos regulatórios para incentivar a instalação de sistemas de armazenamento de energia.

Palavras-chave: Distribuição de energia elétrica. Economia em Sistemas de Energia. Geração Distribuída. Mercados de Energia. Sistemas de Armazenamento de Energia. Regulação Econômica.

ABSTRACT

DETERMINATION OF REGULATORY AND ECONOMICAL FRAMEWORKS TO ENABLE INVESTMENTS IN ENERGY STORAGE SYSTEMS IN ELECTRICITY DISTRIBUTION NETWORKS

AUTHOR: Eric Fernando Boeck Daza
ADVISOR: Mauricio Sperandio

In this work, it is presented a methodology for analyzing the insertion of energy storage systems in electric energy distribution networks. This methodology consists of modeling the current regulatory policy with its various topologies as input data, and as output data, the maximum possible cost that the energy storage system may have to be considered feasible by the potential investor. The proposed method allows the validation of which energy storage technologies are feasible or not, and which technological development they need to achieve considering the regulatory framework in which they are inserted and through simulations with standard distribution networks and using worldwide economical reference values. The main contribution of the work is to consider the economic and regulatory dynamics and its high flexibility in being applied in any region or country and thus propose new regulatory frameworks to encourage the installation of energy storage systems.

Key-words: Distributed Generation. Economic Regulation. Economics in Energy Systems. Electricity Distribution. Energy Markets. Energy Storage Systems.

LISTA DE FIGURAS

Figura 3.1 – Requisitos de Potência versus duração da descarga e suas aplicações	61
Figura 3.2 – Posição atual das tecnologias de SAE	62
Figura 3.3 – Maturidade das Tecnologias de SAE	63
Figura 4.1 - Fluxograma da Metodologia.....	68
Figura 5.1 – Aplicação da Política Regulatória 1 – Redução de Carregamento.....	92
Figura 5.2 – Cenário apenas com a Política Regulatória 1 – Redução de Carregamento	93
Figura 5.3 – Aplicação da Política Regulatória 2 – Postergação de Expansão do Sistema	94
Figura 5.4 – Aplicação da Política Regulatória 3 - Redução de Perdas	95
Figura 5.5 – Aplicação da Política Regulatória 4 - Injeção/Absorção de Reativos	97
Figura 5.6 – Aplicação da Política Regulatória 5 - Penalidades por Indisponibilidade	98
Figura 5.7 – Aplicação da Política Regulatória 6 - Suporte à Geração	99
Figura 5.8 – Aplicação da Política Regulatória 7 - Suporte ao Sistema	101
Figura 5.9 – Aplicação da Política Regulatória 8 - Arbitragem no Mercado de Energia	102
Figura 5.10 – Ranking dos resultados das Políticas Regulatórias aplicadas	103
Figura 5.11 – Impacto da taxa líquida de impostos em investimentos em SAEs	104
Figura 5.12 – Impacto do WACC em investimentos em SAEs.....	105
Figura 5.13 – Arranjos Regulatórios no Ambiente Teórico.....	108
Figura 5.14 – Arranjos Regulatórios em Economias Desenvolvidas com Tributação Reduzida	109
Figura 5.15 – Arranjos Regulatórios em Economias Desenvolvidas com Tributação Elevada	110
Figura 5.16 – Arranjos Regulatórios em Economias em Desenvolvimento com Tributação Reduzida	111
Figura 5.17 – Arranjo Regulatório Inicial	112
Figura 5.18 – Arranjo Regulatório Maduro	113
Figura 5.19 – Arranjo Regulatório Pleno	114
Figura A.1 –Alimentador teste IEEE 34 barras.....	139
Figura A.2 –Configuração das linhas	139
Figura A.3 –Dados de linha por seguimento	140
Figura A.4 –Descrição dos tipos de linhas	141
Figura A.5 –Dados dos transformadores.....	142
Figura A.6 –Dados de Carga spot.....	142
Figura A.7 –Dados de Carga Distribuída.....	142
Figura A.8 –Capacitores.....	143
Figura A.9 –Dados dos Reguladores	143

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 – Valores históricos, contratados e estimados para serviço de redução de carregamento no ISO-NE	54
Tabela 3.2 – Valores de referência para serviços de regulação.....	58
Tabela 3.3 – Valores de referência para atendimento ao sistema	59
Tabela 3.4 – Valores de referência para atendimento ao sistema a partir de 2020 ..	59
Tabela 3.5 – Principais tecnologias de SAE em função de sua dimensão	61
Tabela 3.6 – Custo das principais tecnologias SAES	64
Tabela 5.1 – Identificadores das Políticas Regulatórias Avaliadas	90
Tabela 5.2 – Níveis de Arranjos Regulatórios	106
Tabela 5.3 – Níveis de WACC.....	106
Tabela 5.4 – Taxa de Impostos	107
Tabela 5.5 – Ambientes Políticos Econômicos.....	107
Tabela A.1 –Resultados da aplicação de apenas uma política regulatória	133
Tabela A.2 –Resultados da aplicação de 2 políticas regulatórias	133
Tabela A.3 –Resultados da aplicação de 3 políticas regulatórias	134
Tabela A.4 –Resultados da aplicação de 4 políticas regulatórias	135
Tabela A.5 –Resultados da aplicação de 5 políticas regulatórias	136
Tabela A.6 –Resultados da aplicação de 6 políticas regulatórias	137
Tabela A.7 –Resultados da aplicação de 7 políticas regulatórias	138
Tabela A.8 –Resultados da aplicação de 8 políticas regulatórias	138

LISTA DE ABREVIações E SIGLAS

CAPEX	<i>Capital Expenditure</i> (Despesas de capital)
DIY Economics	<i>Do It Yourself Economics</i> (Faço Você Mesmo Econômico)
DOE USA	<i>U.S. Department of Energy</i> (Departamento de Energia dos Estados Unidos)
DSO	<i>Distribution System Operator</i> (Operadores de Sistema de Distribuição)
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i> (Instituto de Pesquisa em Energia Elétrica)
FERC	<i>Federal Energy Regulatory Commission</i> (Comissão Reguladora Federal de Energia)
GD	Geração Distribuída
IEA	<i>International Energy Agency</i> (Agência Internacional de Energia)
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i> (Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos)
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i> (Agência Internacional para as Energias Renováveis)
MBC	<i>Market-Based Control</i> (Controles Baseados no Mercado)
OPEX	<i>Operational Expenditure</i> (Custos Operacionais)
PDE	<i>Pareto-Frontier Differential Evolution</i> (evolução diferencial da fronteira de Pareto)
PJM	<i>Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection</i>
PLIM	Programação Linear Inteira Mista
PROSUMER	acrônimo de <i>Producers + Consumers</i> (Produtor + Consumidor)
RPI-X	<i>Retail Price Index X</i> (Índice de Preços ao Consumidor X)
SAE	Sistema de Armazenamento de Energia
SET	Sistema de Energia Térmica
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
VE	Veículos Elétricos
VPL	Valor Presente Líquido
VPP	<i>Virtual Power Plants</i> (Centrais Elétricas Virtuais)
WACC	<i>Weighted Average Cost of Capital</i> (Custo Médio Ponderado do Capital)

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	21
1.1	MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVA	22
1.2	OBJETIVOS	23
1.2.1	Objetivo Geral	23
1.2.2	Objetivos Específicos	24
1.3	PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES INOVADORAS	24
1.4	DELIMITAÇÕES DO TRABALHO	25
1.5	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	25
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	27
2.1	REGULAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO	27
2.1.1	Aspectos Gerais da Regulação	27
2.1.2	Agências Reguladoras	29
2.1.3	Regulação dos Operadores de Sistemas de Energia	30
2.2	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA (GD)	32
2.2.1	Aspectos Regulatórios e Econômicos das GDs	32
2.2.2	GDs e os Sistemas de Armazenamento de Energia (SAEs)	36
2.3	SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA (SAE)	40
2.3.1	Aspectos Regulatórios e Econômicos dos SAEs	40
2.3.2	Aspectos Técnicos dos SAEs	43
2.3.3	Desafios da Inserção de SAEs nos Sistemas de Potência	48
2.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	51
3	REFERÊNCIAS REGULATÓRIAS E DE MERCADO	53
3.1	PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS	53
3.1.1	Carregamento	53
3.1.2	Postergação de Investimentos (Suporte ao Planejamento do Sistema)	55
3.1.3	Perdas	56
3.1.4	Reativos	56
3.1.5	Penalidades	56
3.2	MERCADO DE ENERGIA	57
3.2.1	Regulação de Frequência ou Suporte à Imprevisibilidade de Geração	57
3.2.2	Suporte Geral ao Sistema	58
3.2.3	Mercado de Energia Primário	59
3.3	VALORES DE INVESTIMENTOS DE REFERÊNCIA	60
3.3.1	Características das Tecnologias Atuais	60
3.3.2	Custos de Capital e Operação	63
3.4	CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO	64
4	METODOLOGIA PROPOSTA	67
4.1	ESTUDOS DE CASOS	69
4.2	ANÁLISE DAS RESTRIÇÕES	70
4.2.1	Nível de Tensão	70
4.2.2	Sobrecarga	70
4.3	POLÍTICAS REGULATÓRIAS: SERVIÇOS DO SAE	71
4.3.1	Carregamento	71
4.3.2	Expansão do Sistema	72
4.3.3	Perdas	73
4.3.4	Reativos	74
4.3.5	Penalidades	74

4.4	POLÍTICAS REGULATÓRIAS: MERCADO E DESPACHO DE ENERGIA..	75
4.4.1	Suporte a Imprevisibilidade de Geração ou Regulação de Frequência	75
4.4.2	Suporte Geral ao Sistema	76
4.4.3	Mercado de Energia Primário	76
4.5	MODELO COMPLETO DE RECEITAS POSSÍVEIS.....	77
4.6	MODELO PARA INVESTIMENTOS.....	79
4.6.1	Custos de Investimento e de Operação	79
4.6.2	Cenários Normativos Possíveis	81
4.6.3	Custo Médio Ponderado de Capital (WACC)	82
4.6.4	Taxa de Impostos	83
4.6.5	Investimento Máximo Possível	84
4.7	CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO	86
5	ESTUDO DE CASO E ANÁLISE DE RESULTADOS	87
5.1	PREMISSAS ADOTADAS	87
5.2	RESULTADOS DAS POLÍTICAS REGULATÓRIAS.....	89
5.2.1	Aplicação da Política Regulatória 1: Redução de Carregamento	91
5.2.2	Aplicação da Política Regulatória 2: Postergação de Expansão do Sistema	93
5.2.3	Aplicação da Política Regulatória 3: Redução de Perdas	94
5.2.4	Aplicação da Política Regulatória 4: Injeção/Absorção de Reativos	96
5.2.5	Aplicação da Política Regulatória 5: Penalidades por Indisponibilidade	98
5.2.6	Aplicação da Política Regulatória 6: Suporte à Geração	99
5.2.7	Aplicação da Política Regulatória 7: Suporte ao Sistema	100
5.2.8	Aplicação da Política Regulatória 8: Arbitragem no Mercado de Energia	101
5.3	ANÁLISE DOS RESULTADOS.....	102
5.3.1	Análise das Políticas Regulatórias	102
5.3.2	Influência da Taxa de Impostos e do WACC	104
5.4	RECOMENDAÇÕES REGULATÓRIAS.....	105
5.4.1	Ambiente Teórico	107
5.4.2	Economias Desenvolvidas e com Tributação Reduzida	108
5.4.3	Economias Desenvolvidas e com Tributação Elevada	109
5.4.4	Economias em Desenvolvimento e com Tributação Reduzida	110
5.4.5	Economias em Desenvolvimento e com Tributação Elevada	111
5.4.6	Arranjo Regulatório Inicial	112
5.4.7	Arranjo Regulatório Maduro	112
5.4.8	Arranjo Regulatório Pleno	113
5.5	CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO	114
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	117
6.1	CONCLUSÕES.....	117
6.2	PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES.....	119
6.3	PROPOSTA PARA TRABALHOS FUTUROS.....	119
	REFERÊNCIAS	121
	APÊNDICE A – RESULTADOS DOS ESTUDOS DE CASO	133
	ANEXO A – SISTEMA IEEE 34 BARRAS	139

1 INTRODUÇÃO

Com o evoluir da sociedade se tornou inevitável a perspectiva de um esgotamento dos recursos fósseis e o conseqüente aumento das concentrações de gases com efeito de estufa na atmosfera. Nesse panorama nos últimos anos ocorreu um aumento expressivo de recursos de fontes de geração renováveis em sistemas de energia elétrica para fazer frente a esse cenário. Muitas dessas fontes são por natureza intermitentes, ou seja, possuem uma alta variabilidade no curto prazo, o que tem representado um novo desafio para sistemas de energia. Diante disso, sistemas de armazenamento de energia têm emergido inicialmente para suprir tal carência (GENÇER e AGRAWAL, 2016).

Esse novo cenário tem modificado a própria estrutura, planejamento e operação de sistemas de energia no mundo todo, alterando e inserindo novas normas ou elementos físicos em sua composição. Em várias regiões de diversos países (tais como Dinamarca, Itália, Espanha, Austrália, entre outros) os níveis de renováveis já ultrapassaram a capacidade dos sistemas de transmissão e distribuição, ou seja, fisicamente o sistema não possui a capacidade necessária de despacho instantâneo, já que a potência injetada por estas fontes está acima da capacidade física de conduzir tal energia. Nesse cenário, as soluções mais promissoras incluem a expansão de sistemas de armazenamento de energia associadas ao conceito de redes inteligentes (STRASSER et al., 2015).

O novo desafio aos operadores de sistemas de energia nesse contexto seria limitar a capacidade de geração renovável a um teto máximo de sua capacidade total, ou seja, estabelecer um limite de geração admissível em algumas regiões, com o objetivo de não expor o sistema a um risco de colapso por restrições de carregamento, tensão ou estabilidade. Desta forma, isso tem estimulado o desenvolvimento de um mercado e de um marco regulatório que impulse a inserção de sistemas de armazenamento de energia que poderia mitigar ou até evitar tais restrições (CLEARY et al., 2015).

Para os operadores de redes, dispositivos de armazenamento de energia distribuídos e controláveis são capazes de oferecer diversos benefícios ao funcionamento do sistema de energia elétrica, tais como a redução da carga de ponta e de potenciais sobrecargas, fornecimento de energia de reserva para

restrições momentâneas, melhoria da qualidade de energia, rápida resposta a demanda e entre outros (ARGHANDEH et al., 2014).

Adicionado a isso, os maiores benefícios que sistemas de armazenamento podem produzir são econômicos, pois estes são capazes de melhorar a taxa de utilização de equipamentos de energia, proporcionar um menor custo de fornecimento e aumentar a taxa de utilização de novas centrais de energia (HAN et al., 2015).

Desta forma, sistemas de armazenamento de energia são uma solução para tornar o mercado de energia mais eficiente em mercados competitivos, pois é capaz de alocar de forma eficiente excedentes do consumidor e do gerador. Ou seja, sua operação pode levar a mudanças significativas de preços ao consumidor e ao produtor, obtendo o máximo benefício global para o sistema e maximizando o bem-estar social em que está inserido (KANAKASABAPATHY et al., 2013).

1.1 MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVA

Estudos atuais indicam que existe ainda um grande espaço para desenvolvimento tecnológico de dispositivos de armazenamento de energia e respectiva redução de seus custos. Mas para que a ampliação de novos sistemas de fato ocorra é fundamental que sejam estabelecidos quadros regulatórios e normativos que consolidem formas de remunerar os sistemas de armazenamento de energia através de seus serviços ao sistema e através da sua intervenção no mercado de energia elétrica, para realizar a arbitragem dos preços nestes mercados (KINTNER-MEYER, 2014).

Assim, o desenvolvimento e a implementação de sistemas de armazenamento de energia passam muito mais por ações de natureza regulatória, que permitam a ascensão destes dispositivos em sistemas de potência, com destaque para (PIERPOINT, 2016):

- i. Criação de normas regulatórias que contemplem mercados para prestação de todos os serviços possíveis;
- ii. Desenvolvimento de novas tecnologias de sistemas de armazenamento considerando seu impacto ambiental;
- iii. Incentivos à pesquisa e desenvolvimento que permitam a operação destes sistemas conectados as redes de distribuição e transmissão.

Desta forma, muito mais que a análise de uma tecnologia de armazenamento de energia em específico, deve-se realizar a avaliação dos quadros normativos e regulatórios pertinentes que permitam sua expansão em sistemas de energia elétrica de distribuição e/ou transmissão.

Ao se considerar que os investimentos sejam realizados por agentes privados do setor elétrico, é importante existir um ambiente em que seja possível viabilizar que seus recursos sejam remunerados adequadamente. Ou seja, é necessário garantir que esses novos ativos tenham a possibilidade de obter uma entrada financeira apropriada e que seja um valor que no mínimo ultrapasse o valor de operação e manutenção e seu custo de capital aportado.

A regulação vigente do setor elétrico em análise é que determinará quais as entradas financeiras possíveis para esses ativos, pois é necessário estabelecer quais serviços que os sistemas de armazenamento poderão exercer e com qual remuneração, e principalmente como poderá ser sua atuação no mercado de energia elétrica em que está inserido.

Ainda que a tecnologia do sistema de armazenamento em uso seja importante, pois é ela que determinará o custo do investimento inicial e seus custos de operação e manutenção, é imprescindível determinar quais serão os arranjos regulatórios existentes que tornarão possível este sistema ser viável ou não, dado o valor financeiro que ele poderá gerar durante todo seu ciclo de vida.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo Geral

O objetivo geral deste trabalho é propor novos marcos regulatórios que permitam viabilizar a inserção de sistemas de armazenamento de energia em sistemas de distribuição de energia elétrica através do desenvolvimento de uma metodologia capaz de calcular o investimento máximo possível que tais dispositivos podem possuir.

1.2.2 Objetivos Específicos

Para atingir o objetivo principal e desenvolver este trabalho tem-se como objetivos específicos:

1. Analisar a perspectiva da regulação atual sobre armazenamento em sistemas de potência;
2. Avaliar as referências econômicas existentes para sistemas de armazenamento de energia;
3. Avaliar aspectos técnicos de sistemas de armazenamento de energia em sistemas de potência;
4. Modelar os principais aspectos remuneráveis de sistemas de armazenamento de energia;
5. Criar um modelo de análise de cenários regulatórios para avaliação da viabilidade de sistemas de armazenamento de energia.

1.3 PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES INOVADORAS

Grande parte dos estudos realizados na análise de inserção de sistemas de armazenamento de energia em redes de sistemas de potência trata somente da alocação e dimensionamento desses sistemas, sem considerar o arranjo regulatório vigente em que os sistemas estão inseridos ou quando eventualmente avaliados são tratados como elementos secundários e estáticos.

A grande restrição de tais abordagens é que ela não considera a dinâmica econômica deste processo, pois é necessário considerar que os custos envolvidos e as normas vigentes estão em permanente mudança e ao serem considerados constantes por décadas não apresentam uma resposta assertiva nestas avaliações.

Desta forma, como contribuições deste trabalho apresenta-se:

- Uma metodologia de análise de inserção de sistemas de armazenamento de energia que possui como dado de entrada marcos regulatórios, com seus diversos arranjos, permitindo modelar a dinâmica regulatória existente e como dado de saída o custo máximo possível que o sistema de energia poderá possuir para ser considerado viável pelo agente potencial investidor;

- Apurar e projetar qual o limite máximo de investimento possível por kW e kWh para que tecnologias de armazenamento sejam viáveis e/ou qual o nível de amadurecimento tecnológico que elas precisam atingir (com redução respectiva de seu custo) para que se tornem viáveis, considerando o quadro regulatório em análise. Desta forma, é possível determinar que mudanças regulatórias devam ser feitas pelo agente regulador se este desejar impulsionar a ascensão de novos sistemas de armazenamento de energia;
- Flexibilidade para determinar um arranjo regulatório necessário para viabilizar a implementação de sistemas de armazenamento de energia, considerando diversas tecnologias que os investidores desejem instalar ou promover. Ou seja, assim é possível promover adequadamente o real papel do Estado como agente regulador da atividade econômica e não com agente executor.

1.4 DELIMITAÇÕES DO TRABALHO

Sendo o objetivo do trabalho propor novos marcos regulatórios para incentivar a instalação de sistemas de armazenamento de energia, as avaliações desenvolvidas buscarão meios de atingir estes objetivos em diversos arranjos regulatórios e ambientes econômicos. Porém, não compõem o escopo deste trabalho, estudos relativos à avaliação da localização ótima ou tamanho do sistema de armazenamento, ou ainda a avaliação da modelagem técnica dos diversos dispositivos existentes para este fim.

1.5 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Para o desenvolvimento destes objetivos, este trabalho está dividido em seis capítulos, que além deste capítulo introdutório, são descritos a seguir.

O Capítulo 2 apresenta uma revisão bibliográfica contextualizando a regulação econômica do setor, aspectos técnicos e regulatórios de geração distribuída e conclui com a análise técnica e regulatória da inserção de sistemas de armazenamento de energia em sistemas de potência.

O Capítulo 3 apresenta uma revisão das principais referências regulatórias e econômicas atualmente existentes para a operação de sistema de armazenamento de energia. Neste capítulo o objetivo é buscar insumos reais e numéricos para viabilizar a aplicação da metodologia proposta no trabalho.

O Capítulo 4 apresenta a metodologia proposta para o desenvolvimento da análise da inserção de sistemas de armazenamento de energia em redes de energia elétrica. A metodologia é organizada nas seguintes etapas: análise das restrições técnicas, análise das políticas regulatórias para remuneração de serviços, análise das políticas regulatórias para atuação no mercado de energia e seus investimentos, e consolidação do modelo completo.

O Capítulo 5 apresenta o estudo de caso para análise da inserção de sistemas de armazenamento de energia em redes de distribuição de energia elétrica, considerando diversos cenários regulatórios possíveis através da aplicação da metodologia proposta e utilizando os valores de referência mapeados, com simulações em redes padronizadas.

O Capítulo 6 apresenta as principais conclusões do trabalho, também destacando as contribuições realizadas no tema, além de apresentar propostas para continuidade do trabalho.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo é apresentada uma breve introdução sobre os principais aspectos na regulação do setor elétrico, assim como o papel das agências reguladoras e dos operadores de rede neste ambiente. Também é realizada uma abordagem sobre a geração distribuída, analisando sua perspectiva regulatória, econômica e técnica e como ocorre sua interação com sistemas de armazenamento de energia. Por fim, são apresentados os principais conceitos relativos à sistemas de armazenamento de energia, abordando seus aspectos regulatórios, econômicos e técnicos e concluindo com uma análise dos principais desafios para inserção destes dispositivos em sistemas de potência.

2.1 REGULAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

2.1.1 Aspectos Gerais da Regulação

A partir da década de 1980 reformas econômicas iniciaram-se em diversos países e tornaram-se a prescrição padrão das agências multilaterais, tais como o Fundo Monetário Internacional e o Banco Mundial. Diversos programas de reformas foram implementados vigorosamente durante cerca de três décadas. Tais reformas tinham como objetivo trazer mudanças no arranjo institucional de modo que as atividades econômicas pudessem ser realizadas de forma mais eficiente, especialmente no setor elétrico. Ainda que cada reforma se diferenciasse de um país ao outro, no setor elétrico alguns fatores foram considerados como os componentes naturais de um programa de reforma, tais como a política de desintegração funcional, o estabelecimento de autoridades reguladoras, a formação de mercados de atacado de energia e as privatizações, muitas vezes sem considerar adequadamente o ambiente institucional de cada país (ERDOGDU, 2013).

Dentre as mudanças oriundas dessas reformas, um dos elementos mais importantes foi a separação dos segmentos competitivos, como geração, de segmentos de rede não competitivos (distribuição e transmissão), os chamados monopólios naturais. Tal separação resulta em vários custos e benefícios, sendo o principal argumento a favor da separação o acesso mais transparente de terceiros a

rede, onde é possível aumentar o nível de concorrência no mercado de eletricidade, bem como o nível de eficiência de custos no setor de distribuição (FILIPPINIA e WETZEL, 2014).

A regulação de um determinado setor pode ser regida por diversos modelos, onde a referência mundial sempre foi o Reino Unido, que em seu modelo apresenta três pilares básicos conceituais para uma boa regulação: a independência das instituições de regulação; se concentrar na concorrência; e uma maior eficiência na prestação dos serviços através da regulação baseada em incentivos (GASSNER e PUSHAK, 2014).

Essa nova regulamentação ou “desregulamentação” em geral aumenta a competitividade em setores de infraestrutura, mas o efeito depende do ambiente econômico e do tipo de regulação. Ou seja, ainda que esse processo traga benefícios diretos, o Estado deve ter cautela ao implementar uma política de desregulamentação, pois os resultados variam muito dependendo do contexto econômico (BAEKA et al., 2014).

Em grande parte dos países, tal regulamentação veio associada a privatizações dos setores, o que faz sentido, pois em geral uma empresa pública é menos eficiente do que um monopólio ou oligopólio privado, mesmo onde não há regulação de preços. Já que essas podem oferecer preços mais baixos do que o monopólio público verticalmente integrado. A exceção a tal regra está em países com tradição de uma gestão eficaz no setor público, como exemplo países escandinavos em geral e a França nos setores de energia (FIORIO e FLORIO, 2015).

Uma boa regulação deve fornecer estabilidade e previsibilidade aos investidores, ao mesmo tempo em que exige atualização. Para Price e Ross (2014), uma alteração regulatória deve ser realizada com cuidado, e antes de realiza-la há três elementos chaves que devem ser estabelecidos:

- i. Deve ser clara e convincente: caso contrário, a alteração em si gerará uma nova mudança para correção, o que torna o ambiente regulatório instável;
- ii. Deve estar claro o que não será alterado: assim se sinaliza que os princípios e objetivos primários se mantêm;

- iii. Deve ser comunicada antes, durante e depois de realizada: desta forma se constrói e mantém um ambiente de confiança entre os entes envolvidos, além do aprendizado gerado durante o processo.

2.1.2 Agências Reguladoras

Neste cenário é importante garantir que as agências reguladoras executem seu trabalho adequadamente. A independência das agências reguladoras dependerá também da forma como estas são financiadas, podendo ser via orçamento do nível de governo a que estas pertencem ou via taxas específicas cobradas diretamente no uso do serviço, sendo este último o que permite maior independência financeira a agência (GASSNER e PUSHAK, 2014).

Também é importante que as agências reguladoras mantenham o sistema de regulação em constante evolução ou poderá entrar em decadência. E em sistemas tão complexos como os de infraestrutura, é natural que as experiências de uso e as expectativas para tal estejam constantemente mudando, ou seja, consumidores e sociedade alteram suas interações nestes meios. Assim, os reguladores devem estar em uma constante busca por novas ferramentas para manter um ambiente de regulação bem-sucedido (PRICE e ROSS, 2014).

Os desafios das instituições reguladoras ao longo das décadas ficaram limitados à concorrência e a liberalização dos mercados, porém o debate atual é moldado por diferentes prioridades, que torna a conjuntura muito mais complexa. Tem-se neste momento uma multiplicação de prioridades a serem abordadas ao mesmo tempo em que quando avaliados em conjunto tornam o contexto muito mais desafiador para as instituições reguladoras (LODGEA e STERN, 2014).

Atualmente, há um risco de que, com a evolução do sistema regulatório que o contexto exige, sejam tomadas decisões muito mais por ministros do poder executivo em conjunto com consumidores e empresas reguladas, do que pelos próprios órgãos reguladores. O risco está no fato de que ministros tendem a serem influenciados pelo chamado "*DIY Economics*" (*do it yourself economics*), ou seja, que as decisões estejam mais em consonância com o que o senso comum acredita do que com a complexidade que o sistema exige. Desta forma, o grande desafio para os próximos anos seria a forma como o poder executivo e órgãos reguladores se relacionam (BOLT, 2014).

Outro aspecto que dificulta a atuação das instituições reguladoras independentes está relacionado com o capital controlador das empresas reguladas, de outra forma observa-se que empresas de controle estatal tendem a exercer uma pressão mais efetiva, via poder executivo, nos agentes reguladores. A experiência internacional põe em dúvida a hipótese de que a regulamentação pode ser totalmente independente da propriedade do governo daqueles que operam da mesma forma com controle de capital privado (MOUNTAIN, 2014). Ao mesmo tempo em que há evidências de que operadores de controle privado cumprem as expectativas de maior produtividade no trabalho e de incremento de eficiência operacional, superando empresas comparáveis que permaneceram estatais (GASSNER et al., 2014).

2.1.3 Regulação dos Operadores de Sistemas de Energia

A regulamentação é justificada quando os preços e qualidade não são determinados pelas forças do mercado e, como é o caso dos monopólios naturais nos setores de infraestrutura como o setor elétrico, onde em geral adota-se o sistema conhecido como RPI-X (*Retail Price Index* menos X, que representa o ganho de eficiência) ou apenas *Price-Cap Regulation* (GASSNER e PUSHAK, 2014). Embora RPI-X não é exatamente um método de regulação em si, o termo cobre uma imensidão de abordagens regulatórias. Qualquer quadro regulamentar RPI-X envolve escolhas sobre a dinâmica de como os controles de preços são definidos e o quadro institucional no qual são controlados, sendo que os detalhes destes são diferentes para cada país e indústria e as escolhas feitas têm implicações importantes para os resultados e o sucesso do quadro (MIRREES-BLACK, 2014).

O grande desafio na transição para uma boa regulação em setores de infraestrutura consiste na mobilização inicial de recursos, já que muitas vezes as tarifas não são suficientes para realizar os investimentos necessários para proporcionar um serviço de qualidade. O que torna difícil obter apoio da sociedade para que se inicie um quadro institucional que permita a correção de tarifas que irá proporcionar a qualidade de serviço adequada, ou seja, muitas vezes é menos um

desafio econômico e mais uma questão política e social, ao menos na fase inicial ou na fase da recuperação dos custos (GASSNER e PUSHAK, 2014).

Ainda assim, um sistema de regulação eficiente é capaz de obter grandes resultados tanto para o consumidor quanto para o produtor. Analisando novamente o caso do Reino Unido, verifica-se que nos primeiros 15 anos após a privatização da energia e implementação de seu modelo de regulação atual, o novo sistema de regulação proporcionou uma redução pela metade no custo das tarifas de rede para o fornecimento de energia, e nos próximos 8 anos permitirá um aumento de 50 por cento nos investimentos a um menor custo de capital (PRICE e ROSS, 2014).

Mas há ainda casos em que regulações adequadas geraram preços elevados, o que pode ser explicado porque existem *trade-offs* inerentes em elevados custos não recuperáveis nas indústrias de rede. Há um *trade-off* entre a eficiência estática e dinâmica e também entre sinergias verticais e da concorrência. Ou seja, preços mais altos induzem ineficiências estáticas, mas ao induzir as empresas a investir, a própria separação da propriedade proíbe a discriminação entre empresas e melhora a eficiência alocativa, mas diminui os incentivos para investir, e assim sucessivamente (GUGLER et al., 2013).

Considerando a importância de manter os investimentos em níveis adequados e tratando especificamente do setor de distribuição, seus investimentos podem ser definidos e alocados de acordo com três fatores básicos de acordo com Poudineh e Jamasb (2016):

- i. Taxa de investimento no período anterior;
- ii. Os custos socioeconômicos da energia não fornecida; e
- iii. Vida útil dos ativos.

Para permitir que empresas de distribuição mantenham suas redes em conformidade com a regulação e normas vigentes e fornecer um nível aceitável na qualidade do fornecimento de energia elétrica, o ambiente regulatório deve incentivar o chamado “investimento suficiente”. Tal investimento deve ocorrer com uma taxa de retorno de capital “razoável” sendo este o incentivo para as empresas e tal taxa de retorno deve permitir o adequado financiamento e deve ser ao menos igual ao custo de capital para as empresas do setor (OFGEM, 2013).

Por fim, empresas de distribuição de energia elétrica devem fornecer energia elétrica 24 h/dia com o menor número de interrupções possível, para isso a empresa tem a possibilidade de aumentar seus custos de operação (OPEX - *Operational*

Expenditure) ou realizar novos investimentos (CAPEX - *Capital Expenditure*), ou ainda optar por arcar com custos associados a estas interrupções. Os custos associados às interrupções são em geral determinados pelo órgão regulador via penalidades financeiras, porém a grande restrição é que tais penalidades em geral são muito inferiores aos investimentos necessários para realizar o incremento marginal de qualidade no fornecimento de energia elétrica, sendo necessário buscar outros meios de incentivar o incremento na qualidade de energia (COELLI et al., 2013).

2.2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA (GD)

2.2.1 Aspectos Regulatórios e Econômicos das GDs

É importante destacar que consumidores tendem a estarem mais propensos a participar de qualquer política energética quando podem tomar a decisão de onde e como alocar investimentos em energia ao invés de simplesmente serem solicitados a apoiar ou não uma determinada política preestabelecida por agentes reguladores ou do poder executivo (NOBLET et al., 2015).

Neste cenário considerando que a missão fundamental dos operadores de sistema de distribuição (DSO, do inglês *Distribution System Operator*) é entregar um serviço de qualidade e de alta confiabilidade, investimentos cada vez maiores serão necessários para fazer frente ao alto nível de serviço imposto pelos agentes reguladores, sendo que parte destes investimentos ocorrerá devido à adequação e expansão das redes de distribuição necessárias para acomodar uma quantidade crescente de GDs. Neste contexto, a capacidade dos DSOs para recolher, através das tarifas da rede, as receitas necessárias para cobrir os custos da rede e os investimentos autorizados pela entidade reguladora é fundamental, e isso terá que ocorrer associado a uma concepção de novas estruturas tarifárias (EURELECTRIC, 2013).

A grande questão é que inserção de GD pode causar tanto um aumento nos custos do sistema de distribuição quanto uma redução destes. A diferença entre ambos está no modelo tarifário utilizado para alocar tais custos, ou seja, sua inserção está extremamente conectada a política regulatória vigente. Basicamente,

dois mecanismos regulatórios devem ser observados para uma integração eficiente das GDs ao sistema de distribuição (PICCIARIELLO et al., 2015):

- i. Uma regulação econômica e técnica dos DSOs que considere o incremento de custos para estes em caso de inserção de GDs e os remunere adequadamente;
- ii. Estrutura tarifaria que realize a alocação eficiente destes custos entre todos os usuários da infraestrutura.

Porém, há outras perspectivas que apontam que a regulamentação vigente deve buscar a alocação eficiente dos custos oriundos de novas GDs, mas também deve buscar meios de fomentar novas GDs e para tanto deveria se basear sobre 4 aspectos (THINK PROJECT, 2013):

- i. Permitir a adequada remuneração do DSO;
- ii. Novas tarifas para redes de distribuição;
- iii. Novas funções para a infraestrutura dos DSOs (por exemplo, novas infraestruturas de telecomunicações, sistemas medições e estações de carga de veículos elétricos); e
- iv. Novas funções e regras para os operadores de distribuição e transmissão.

Outro desafio, é que a integração de unidades geradoras descentralizadas exige uma avaliação de investimentos adequada e são influenciadas fortemente pelo ambiente regulatório vigente. Para tanto, os reguladores devem decidir quais são os incentivos e investimentos desejáveis e criar um quadro regulamentar econômico flexível que permita que os investimentos certos sejam incentivados (SIANO, 2014).

A massiva conexão potencial de novas GDs deve implicar em mudanças regulatórias que atendam a este novo cenário, podendo ser divididas em três grandes áreas (THINK PROJECT, 2013):

- i. Sistema de Remuneração dos DSOs: novos GDs implicam em novos investimentos para novos controles de geração e flutuações, assim como investimentos em novos sistemas de telecomunicações. Desta forma, uma nova regulação deve considerar:
 - a. Mudança na estrutura de custos e investimentos, ou de outra forma, a estrutura de OPEX e CAPEX;
 - b. A escolha ótima entre ambos; e
 - c. Meios de incentivos aos DSOs a buscarem inovações.

- ii. Modelo tarifário por uso da rede: o atual modelo de tarifas por uso da rede, não fornece uma igualdade de condições entre todos os agentes que utilizam a rede de distribuição e com a penetração crescente de novas GDs, isto tende a se tornar um problema significativo.
- iii. Novas funções e atividades para os DSOs: o desafio é definir claramente os papéis, limites e responsabilidades dos DSOs. Isso deverá incluir a propriedade e gestão dos equipamentos de medição, manipulação dos dados de medição, estrutura para uso de veículos elétricos, entre outros.

Essa grande inserção de GDs e dos *Prosumers* (do inglês *Producers + Consumers*) nos sistemas de distribuição, tem implicado em uma grande mudança no modelo de negócio de eletricidade tradicional, pois o consumidor passa a compor sua cadeia de valor tradicional, ofertando novos serviços tais como: serviços de controle de tensão, informações sobre o sistema, rápida resposta a demanda, capacidade de armazenamento e entre outros. Assim, a abordagem tradicional não é mais a única forma para prestação de serviços públicos de forma universal, com confiabilidade e a um custo razoável (SANDOVAL e GRIJALVA, 2015).

A mudança de paradigma consiste em partir da análise do mercado de energia como um ambiente de relação de macro agentes, tal como regulador, comercializador, gerador e operadores de rede de transmissão e distribuição, para um sistema de micro agentes onde os *prosumers* possuem objetivos diferentes e individuais a satisfazer. A solução para tal seria a implementação de novos ambientes, tais como controles baseados no mercado (MBC - *Market-Based Control*), que é um sistema que considera estes múltiplos agentes (BOMPARD e HAN, 2013).

Este cenário, para os DSOs apresenta um desafio adicional. Pois ao mesmo tempo em que novas GDs implicam em redução de consumo de energia e de demanda, ou seja, redução de receitas, a mudança no perfil de demanda dos clientes pode potencialmente reduzir a demanda agregada do sistema e, portanto, reduzir custos deste operador. Análises atuais indicam que a perda de receita em última análise supera as despesas reduzidas, principalmente devido à grande redução nos encargos de demanda que são significativos. O que novamente implica um arranjo regulatório adequado que preveja tal mudança na estrutura de custos e de receitas das empresas impactadas (WANG et al., 2015).

Por outro lado, a adoção acelerada de tecnologias de energia distribuída pode facilitar reduções maiores de emissões de CO₂ e assim também ajudar a limitar os aumentos de custos da energia e contribuir na melhoria da confiabilidade e segurança de fornecimento em redes de distribuição, o que sugere que políticas regulatórias devem ser adotadas para impulsionar seu uso. Porém, como as dificuldades institucionais para GDs são diversas, não existe uma política única que pode tratar eficazmente todos esses empecilhos (LIU et al., 2013).

As barreiras mais importantes para GDs podem estar na incerteza sobre retorno dos projetos, que são resultado da dificuldade de financiamento adequado, estrutura tarifária ineficiente e negociações de contrato complexas, além das incertezas do mercado de energia, emergindo assim a necessidade de estabelecer um ambiente regulatório que mitigue tais restrições (ZHANG et al., 2015).

Sob a perspectiva do planejador do sistema, este deve analisar a presença de GDs e considerar a viabilidade econômica da instalação de novas GDs. A análise de viabilidade de GDs deve incluir fatores como lucro, incentivos sobre o capital, custos de operação e manutenção, início e fim da geração e entre outros, pois ainda que aspectos técnicos como redução de perdas e controle de tensão sejam mais promissores para novas GDs, a tomada de decisão por fim é uma decisão do consumidor/investidor. Ou seja, cabe ao planejador avaliar o cenário, porém sem poder de influenciá-lo explicitamente (JAIN et al., 2013).

Neste aspecto, uma perspectiva de alocação de GDs utilizada é uma metodologia que considere a otimização sobre a perspectiva da empresa de distribuição e tem como objetivo maximizar o valor presente do lucro obtido frente aos custos de fornecimentos. Ou seja, as opções de GDs ótimas são consideradas nas opções de planejamento das redes de distribuição e permitem postergar ou até evitar novos custos no sistema (EBRAHIMI et al., 2013).

Uma perspectiva mais proativa para o planejamento de redes também é utilizada ao buscar uma melhoria da capacidade de alocação de GDs, por meio de reconfiguração estática da rede, na fase de planejamento e reconfiguração dinâmica, através da gestão ativa da rede via operação de chaves (CAPITANESCU et al., 2015).

O planejamento para inserção de novas GDs ao considerar a perspectiva regulatória e do investidor, pode ser realizada via algoritmos de programação dinâmica e teoria dos jogos, pois pode considerar diferentes aspectos da dinâmica

das GDs como impactos regulatórios, custos, nível de penetração atual das GDs e competição entre as fontes. Assim é possível determinar um nível de penetração ótima destas fontes em sistema de energia de distribuição (FINI et al., 2013).

Além disso, também é importante algum nível de normalização sobre as GDs no que diz respeito a desempenho, confiabilidade e qualidade da energia fornecida para tornar possível a massificação de seu uso como energia de base, ao mesmo tempo que tais normas não devem ser muito restritivas a ponto de limitar o avanço de tais tecnologias. Ou seja, devem-se buscar normas que permitam uma especificação não restritiva das GDs. Ou de outra forma, ainda que se busque sua massificação, torna-se importante que o quadro regulatório vigente faça com que as GDs operem como elementos ativos e confiáveis no sistema (PURVINS e KLEBOW, 2015).

2.2.2 GDs e os Sistemas de Armazenamento de Energia (SAEs)

Ainda que uso intenso de GDs nos sistemas de distribuição gere diversos benefícios ao sistema, também podem criar problemas técnicos neste, tais como restrições no perfil de tensão e carregamento destas redes. Nesses cenários, os Sistemas de Armazenamento de Energia (SAEs) podem contribuir para aliviar as restrições, além de darem suporte à GD para melhorar o seu fator de capacidade. A seguir são descritos os principais aspectos das GDs que podem ser compensados com o uso combinado com SAEs.

O aumento de tensão devido à injeção de corrente elétrica na ponta da rede pode gerar acionamentos indesejados de proteção e a perda desta mesma geração e dos demais consumidores. Por essa razão, sistemas de controles automáticos de tensão devem ser utilizados para garantir a operação correta desta rede (BRENNAN et al., 2013). Se por um lado, sabe-se que a interligação de novas GDs produz sobretensões localizadas, por outro lado o uso adequado em quantidade e localização de GDs pode aliviar as violações de tensões de forma sistêmica. Porém, conforme a penetração de GDs aumenta novas questões relacionadas ao controle de tensão via comutações de equipamentos na rede surgem, sendo necessário controlar a tensão das cargas de forma mais eficiente ainda (BOKHARI et al., 2016). Um SAE pode ser carregado durante picos de geração e descarregado quando essa está em falta, evitando grandes excursões de tensão.

Outra potencial restrição à instalação de novas GDs está no nível de carregamento e sobrecarga em equipamentos da rede que novas fontes podem gerar. Assim determinar a capacidade da rede de absorver novas GDs é importante, porém é uma tarefa difícil. Uma estratégia para tal seria classificar as redes por tipos e assim determinar uma clusterização por topologia, porém o que não seria muito assertivo já que alguns impactos das GDs são muito específicos e devem ter uma análise pontual (BREKER et al., 2015).

Em muitas regiões as GDs estão localizadas em sistemas radiais com várias limitações, impossibilitando até o seu ilhamento. Adicionalmente, em alguns países as empresas de distribuição possuem contratos ou legislações que as forcem a comprar toda e qualquer produção disponível destas GDs, assim é possível que exista no sistema um desperdício de recursos, pois ainda que exista alguma incapacidade do sistema absorver tal energia, o pagamento ao proprietário ocorrerá mesmo que a energia elétrica não seja utilizada. Esse é outro ponto em que um SAE pode ser utilizado. Há abordagens multicritérios que buscam minimizar estas restrições, considerando o nível da disponibilidade das GDs, confiabilidade do sistema e o custo dos equipamentos, com o objetivo de encontrar o ponto ótimo para o uso mais eficiente deste recurso energético (POMBO et al., 2016).

Ainda, que a escolha de instalação de GD seja do consumidor, estudos sobre a melhor alocação destas em sistemas de distribuição são importantes, como insumos de políticas de incentivo a instalação destas fontes, e agora, de maneira semelhante para SAEs. A melhor solução seria aquela que abrange aspectos técnicos, como redução de perdas técnicas e regulação no nível de tensão, assim como aspectos econômicos como taxa de retorno para o consumidor ou investimentos postergados para as empresas de distribuição. Ou seja, é necessário que a regulamentação vigente seja avançada e capaz de suprir estas diversas perspectivas (MORADI et al., 2016).

A determinação da melhor alocação das GDs em geral deve ser uma função multiobjetivo, para satisfazer o maior número de critérios pertinentes. Uma solução possível é o uso da evolução diferencial da fronteira de Pareto (PDE - *Pareto Frontier Differential Evolution*), que permite a busca de soluções ótimas para análise dos benefícios das GDs no sistema, combinados com Teoria dos Jogos considerando que exista algum nível de competição entre os ofertantes de GDs

(MORADI et al., 2016). Esta abordagem pode ser empregada para a alocação de SAEs.

Há ainda estudos que recomendam a abordagem com Programação Linear Inteira Mista (PLIM), pois é uma ferramenta útil para o planejamento de sistemas de distribuição e pode ajudar a tomar as decisões adequadas de acordo com as características do sistema em estudo e recursos econômicos disponíveis (RUEDA-MEDINA et al., 2013). O PLIM pode ser utilizado para considerar decisões de investimento associadas às variáveis de operação, buscando minimizar custos de investimentos da GD, da expansão do sistema, de operação e manutenção da rede, de perdas (MONTROYA-BUENO et al., 2015). Ou ainda, o PLIM pode ser utilizado na alocação de GDs, considerando também os preços contratuais e de alocação, buscando a melhor solução para empresa de distribuição e para o proprietário da GD (RIDER et al., 2013). Conceito este plenamente aplicável para SAE, assim como PSO (AMELI et al., 2014), e questões de dimensionamento (NAIK et al., 2015) e aspectos técnicos (ELSAIAH et al., 2015).

Outro ponto em comum entre GD e SAE e que deve se considerar em sistemas de distribuição é a capacidade de incrementar o nível de confiabilidade do fornecimento, pois a recomposição de sistemas pode ser realizada com o apoio destas GDs e SAEs, ao assegurar a restauração do maior número de clientes afetados. Nesse sentido, Zou et al. (2014) apresentam métodos probabilísticos que podem ser usados para determinar este nível de melhoria e devem considerar tanto as GDs despacháveis quanto as não despacháveis.

Outro desafio neste cenário de aumento do número de unidades de GDs nos sistemas de distribuição é que estas podem apresentar alguns problemas na operação e na gestão da rede como um todo. Desta forma, técnicas de controle e coordenação destas GDs são altamente necessárias. A operação destes sistemas tem características específicas quanto injeção de corrente harmônicas, compensações de energia reativa, despacho de carga ativa, níveis de tensão e entre outros, sendo estas características que exigem respostas dinâmicas para qualquer mudança de carga ou de topologia da rede, como em (POURESMAEIL et al., 2013) e (POURESMAEIL et al., 2015). Questões que, dependendo da política regulatória, podem ser realizadas por SAEs.

Uma das dificuldades para inserção de GDs está na falta de previsibilidade de curto prazo destas fontes, para tanto uma alternativa é o uso de modelos de

previsão de espaço-tempo, com análises vetoriais auto regressivas (BESSA et al., 2015). Ou ainda, o uso de abordagens bayesianas, através de uma análise de estado estacionário de curto prazo probabilística de uma rede de distribuição, por meio do fluxo de potência desta e os impactos da geração neste sistema. Porém, tais abordagens não eliminam o problema, apenas reduzem seu risco de ocorrência, sendo que para tais situações a associação de um sistema de armazenamento de energia (SAE) deverá ser a solução mais adequada (BRACALE et al., 2013).

A importância desta previsibilidade está no fato de que geração, carga e preço são questões essenciais no mercado de energia, porém, ainda que interdependentes, em geral sejam analisadas de forma separada. Entretanto, com o novo cenário de mercados mais ativos e com o avanço de GDs, o sistema torna-se mais dinâmico, pois os consumidores podem ter a capacidade de reagir a sinais de preços ou GDs podem maximizar seus valores a venda ou postergá-los, o que conseqüentemente irá afetar os preços da eletricidade (WU e SHAHIDEHPOUR, 2014).

O desafio desta previsibilidade é que com algum nível de informação, a expansão de GDs permite tanto as empresas de distribuição quanto aos consumidores certo nível de autonomia, permitindo que estes ajustem sua forma de operação e consumo, respectivamente, e que se realizado da forma adequada pode trazer benefícios econômicos, sem afetar a segurança energética do sistema (LIU e LI, 2015).

Diante destes desafios, SAEs têm sido considerados tanto por operadores de redes elétricas quanto por proprietários de GDs, assim como por consumidores. Com SAEs é possível deslocar consumo e geração para maximizar receitas ou minimizar custos (WORTHMANN et al., 2015), desde que haja regulamentação para isso.

A grande questão é que atualmente a expansão de GDs é através de fontes renováveis, que por natureza são intermitentes e nem sempre possuem correlação com o consumo. Além disso, tem-se um sistema com uma crescente necessidade de flexibilidade, com rápida resposta para variações de carga e geração ou para contingências, o que desta forma faz consolidar o SAE como um facilitador para fazer frente a estes desafios. O ponto crucial neste cenário é determinar como pode-se incentivar a ascensão das GDs sem onerar o sistema e principalmente quais instrumentos regulatórios deve-se utilizar neste ambiente (ATZENI et al., 2013).

Neste contexto, tem surgido um novo conceito definido como Centrais Elétricas Virtuais, ou ainda *VPP - Virtual Power Plants*, que procuram uma abordagem que tem como instrumento principal promover a plena integração entre GDs e SAEs, ou seja, é um conceito que busca meios para permitir que geradores ou consumidores possam gerir seus perfis de consumo e geração de acordo com condições dinâmicas. Tal sistema pode ser muito rentável para os proprietários destas VPPs e benéficos para o sistema como um todo (GIUNTOLI e POLI, 2013). Para tanto, é necessário um mercado de energia com formação de preço horária, pois o seu benefício está associado a possibilidade de gerenciamento de seu consumo e geração em função das condições de determinados períodos, ou seja, busca-se otimizar todo o sistema com injeções de energia em períodos de maior escassez e de absorção em períodos de maior abundância, refletidos basicamente pelos preços de mercado horários.

VPP é um conceito utilizado como meio de suporte para gestão de recursos energéticos, em sistemas de potências que atualmente possuem múltiplas perspectivas, procedimentos, limitações e objetivos. VPPs podem ser uma melhor resposta onde apenas o uso de GDs não é suficiente, pois dependem mais de aspectos técnicos e de mercado onde estão inseridos, representando uma resposta mais eficiente ao sistema (NOSRATABADI et al., 2017). Por fim, todas as implicações de tais abordagens acabam tendo uma relação intrínseca com a regulação vigente no ambiente em que GDs estão ou podem estar inseridos, pois sua expansão ou existência está associada aos custos e receitas que estas podem obter e tais itens sempre dependerão das normas do setor elétrico as quais pertencem. Desta forma, o arranjo regulatório vigente acaba sempre por ser o fator mais importante na expansão ou inexistência de tais recursos.

2.3 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA (SAE)

2.3.1 Aspectos Regulatórios e Econômicos dos SAEs

Diversos estudos têm sido realizados para analisar a aplicabilidade de um sistema 100% renovável e onde se tem concluído que a operação de tais sistemas com as tecnologias atuais é possível, porém é uma questão de escolha do tipo de

solução a ser adotada, podendo ser gestão pelo lado da demanda, expansão de interligações ou sistemas de armazenamento de energia (ALEXANDER et al., 2015).

Em função do crescente consumo de energia e da necessidade de mudança da atual matriz elétrica, o uso e interesse de fontes de energia do tipo solar e eólica tem aumentado. No entanto, sua elevada penetração aumenta o problema de instabilidade do sistema, em função de sua intermitência. Diante deste cenário a integração de um SAE é uma das melhores soluções para assegurar a estabilidade e qualidade em sistemas de energia elétrica (WEN et al., 2015).

Em geral, SAEs ao serem considerados isoladamente são caros e nem sempre competitivos, principalmente se forem comparados à expansão da própria geração de energia convencional não renovável. Porém, sua atratividade tende a aumentar com o aumento de novas fontes renováveis, desta forma o resultado esperado é que para novas tecnologias de SAE haverá um ponto de ruptura, onde a energia dos SAEs seja tão competitiva quando a geração convencional, proporcionando sua expansão plena (LI e HEDMAN, 2015).

Neste aspecto, SAE tem desempenhado um papel mais relevante em sistemas de distribuição de energia, pois entre diversos benefícios a melhoria do custo de energia e do perfil de tensão é preponderante. Ainda que pesquisas recentes demonstrem que a incorreta alocação e a dimensão de sistemas de armazenamento de energia podem levar a uma elevação do custo do sistema, e até mesmo a um aumento da instabilidade de tensão, especialmente em sistemas de alta penetração de geração renovável (WEN et al., 2015).

Estudos indicam que a localização e dimensionamento de SAE são objetivos de decisões ótimas e cuja restrição é garantir o lucro mínimo, o que pode ser representando por uma relação linear entre o lucro operacional de curto prazo e o custo do investimento no longo prazo destas SAEs. Ou seja, se o lucro mínimo não é atingido os proprietários dos SAEs seriam incapazes de recuperar seus investimentos e/ou operar, levando a implementações de sistemas economicamente inviáveis. Além disso, outros aspectos são importantes nesta alocação e dimensionamento, tais como a política operacional do SAE, capacidade de influenciar o preço marginal da energia e custo de capital, que poderiam ser inseridos na avaliação (DVORKIN et al., 2016).

Por outro lado, redes de distribuição com a presença crescente de GDs têm enfrentado problemas de flutuação de tensão quando diversas destas GDs são

ligadas. Para tanto SAEs têm sido desenvolvidos e utilizados como ferramentas para enfrentar tais restrições. Uma solução é permitir o que o operador da rede de distribuição controle a saída dos SAE durante algum período específico em troca de algum subsídio que cobriria parcialmente o custo inicial deste armazenamento. Sendo este um melhor cenário tanto para o proprietário do sistema, quanto para o operador, permitindo assim que seja realizada a gestão de tensão mais econômica em redes de distribuição (SUGIHARA et al., 2015).

Para grandes consumidores a aquisição de energia oriunda de múltiplas fontes, principalmente de fontes renováveis como solar e eólicas, são um grande problema econômico na medida em que tais consumidores em geral operam em sistemas de contratos bilaterais e com autogeração, atrelados a garantia física que neste tipo de fonte são intermitentes. Para tal, SAE são utilizados como suporte para reduzir estes custos econômicos e são incluídos nos modelos de preços no mercado de energia (AALAMI e NOJAVAN, 2016).

As características específicas dos SAEs os tornam candidatos perfeitos para auxiliar na resposta à demanda residencial, alterando o mercado de energia ao mudar a dinâmica de equilíbrio entre a oferta e demanda. Uma abordagem utilizada atualmente é de sistemas de compartilhamento de SAEs entre diversas unidades consumidoras de uma comunidade. A ideia central é permitir que cada unidade decida quanto de armazenamento deseja alocar para sua própria unidade e quanto desejam compartilhar com a comunidade. Tal compartilhamento ao mesmo tempo em que pode reduzir os custos do SAE e otimizar seu uso, ao fim podem dar uma dinâmica no mercado de energia de modo a torna-lo mais eficiente (TUSHAR et al., 2016).

Porém, ainda que a inserção de SAE apresente diversas vantagens técnicas, a questão central é a definição se o incremento de custo é suficientemente compensado com as receitas adicionais obtidas deste novo sistema composto por SAE mais geração, considerando os preços de mercado de energia. No entanto, ao se inserir os serviços ancilares tais como controle de tensão e frequência, esta nova topologia pode se tornar viável economicamente para os proprietários destas (BELTRAN et al., 2013). Por isso a importância da regulamentação de tais serviços.

Além disso, também é possível explorar o uso do SAEs para prestação de serviços adicionais nos sistemas de energia, de regulação de preços no mercado horário de energia e respostas mais dinâmicas de despacho. Sobressai-se neste

aspecto que em grande parte dos mercados, o preço do SAE tem sido menor do que o valor de rampa de fontes térmicas, o que indica que SAE podem incentivar a inserção de energia renovável em dois vetores: ao tornar mais estável tais fontes e ao desincentivar sistemas térmicos (ZOU et al., 2016).

No despacho de geração em geral, o despacho por mérito ou ótimo econômico deve acomodar as altas penetrações de fontes de energia renováveis intermitentes como a eólica e solar. Tal despacho, deve ter o objetivo de reduzir coletivamente as flutuações de energia e otimizar seu uso. Associado a este objetivo também se deve considerar a minimização dos custos da exploração deste despacho, ao se ponderar todos os custos envolvidos, sejam eles operacionais, ambientais, de reserva de energia, da indisponibilidade da energia e entre outros (CHEN et al., 2016).

Neste cenário, um dos grandes desafios do gerenciamento e exploração econômica do despacho de SAEs tem sido a coordenação da gestão da energia descentralizada ou hierárquica destes sistemas. O desafio seguinte é a escolha da formulação mais adequada deste problema de otimização, seja através de otimização estatística, via programação linear inteira mista, programação dinâmica, algoritmos genéticos e entre outros. Porém o problema de otimização inclui variáveis estocásticas, cuja previsibilidade só tem precisão em cenários de curto prazo, sendo as mais importantes a previsão de carga e geração de fontes renováveis, sendo este a grande restrição para tal modelagem. No fim, o objetivo é obter o custo mínimo para o sistema como um todo (MAHMOODI et al., 2015).

2.3.2 Aspectos Técnicos dos SAEs

Sob o aspecto técnico, SAEs têm a capacidade de fornecer soluções viáveis para melhorar a eficiência e qualidade em sistemas de potência, assim como resolver as restrições de confiabilidade neste novo cenário de alta penetração de energia renovável. Diversos esforços de pesquisa têm sido desenvolvidos em busca de novas tecnologias de armazenamento para sistemas de alta potência, como super e ultra capacitores, supercondutores de armazenamento de energia magnética, armazenamento térmico, baterias de lítio-íon, entre outros. Em geral, SAEs para serem adequados a sistemas de potência devem ser dispositivos com uma alta densidade de potência e rápido tempo de resposta, e assim serem

adequados para aplicações com rápidos requisitos de carga e descarga (FARHADI e MOHAMMED, 2016).

Atualmente existem diversas tecnologias que tornam os SAEs possíveis e capazes de realizar funções que vão além da simples capacidade de carregar e descarregar energia. De acordo com sua taxa de energia de descarga tais sistemas podem ser categorizados em três categorias (WASIAK et al., 2014):

- Sistemas para uso em algumas horas do dia para gestão de energia;
- Sistemas para uso em alguns minutos para complementar fontes intermitentes;
- Sistemas para uso em alguns segundos para compensar eventos de qualidade de energia.

Sistemas híbridos para SAE combinando baterias e ultra capacitores têm sido estudados com mais intensidade, tendo como conceito básico utilizar o ultra capacitor como uma energia de apoio ao SAE para melhorar sua eficiência e confiabilidade, além de permitir respostas dinâmicas ao sistema, melhorando o desempenho do SAE a base de baterias. Assim evitando a necessidade de utilização de grandes sistemas de baterias (ZHAO et al., 2015). Tal sistema híbrido mostra-se eficiente em rápidas flutuações de carga pela ação do capacitor e é estável na carga em regime permanente pela ação das baterias. Também tem o benefício de evitar o estresse e desgaste físico das baterias em função da redução de pico da corrente destas, aumentando a vida útil do SAE (AHMAD, 2016).

Adicionalmente, diversos estudos são conduzidos para estimar o melhor local e dimensão de sistemas de armazenamento, no entanto tais estudos não consideraram o efeito de rápido carregamento e descarregamento em baterias. Para tanto, na alocação do SAE, na perspectiva dos seus módulos, os objetivos devem ser os seguintes (TRAN e KHAMBADKONE, 2013):

- Melhor eficiência energética;
- Extensão do tempo de vida de elementos de armazenamento; e
- Conformidade com as restrições de módulos do SAE.

Neste cenário, SAEs baseados em baterias têm sido utilizados em larga escala, pois tem a capacidade de liberar ou absorver potência ativa rapidamente, e assim mitigar flutuações de tensão e frequência em sistema de distribuição de

energia, oriundas da entrada de maciça de fontes renováveis (eólica e solar) que geram tais problemas de estabilidade no sistema (OTA et al., 2016).

Em geral, baterias são conectadas em série a fim de fornecer uma tensão mais elevada e maior capacidade de carga para serem utilizados em SAEs. Atualmente o esforço está para selecionar células de baterias o mais idênticas possível, ainda que isso não seja plausível na prática devido a taxas de carga e descarga diferente, temperaturas de operação distintas, processo de envelhecimento não uniforme, entre outros. Como consequência os valores de carga das células das baterias tendem a divergir uma da outra, o que pode resultar em deterioração, superaquecimento e até queima destas (HUANG e QAHOUQ, 2015).

Adicionalmente, em situações de contingência uma resposta rápida de SAE via baterias pode ser utilizada com grandes ganhos em sistemas de potência. Imediatamente após uma contingência, as baterias do SAE podem ser utilizadas para aliviar sobrecargas e reduzir os fluxos para abaixo dos limites de contingência de curto prazo. Desta forma, se assegura ao operador da rede que o sistema pós-contingência permaneça estável, até que seja possível despachar níveis adequados de geração (WEN et al., 2015). Com o rápido desenvolvimento de SAE, cada vez mais sistemas com curto tempo de descarga serão necessários. O uso mais consolidado tem ocorrido por capacitores, pois a sua energia de armazenamento é proporcional à constante dielétrica e do campo elétrico aplicado sobre estas. Desta forma, os estudos atuais de baterias estão dirigidos na busca de materiais com uma maior constante dielétrica e ou elevada tensão de ruptura (KANG et al., 2015).

No aspecto teórico e prático, SAEs já são amplamente difundidos como parte importante de geração nos sistemas de distribuição e transmissão. Porém seus benefícios vão além da gestão energética, podendo aumentar o desempenho dos sistemas em uma variedade de maneiras, conforme destacam Del Rosso e Eckroad (2014):

- Estabilidade dinâmica no longo prazo;
- Melhoria na queda de tensão transitória;
- Estabilidade de tensão dinâmica;
- Estabilidade no chaveamento;
- Amortecimento sub-síncrono;
- Redução da sobrecarga térmica.

Ainda, segundo Wen et al. (2016), SAEs em sistemas de transmissão também podem reduzir os custos operacionais de transmissão com estes serviços, além de aliviar eventuais sobrecargas nestas linhas. De outra forma, têm-se benefícios no custo final de energia para o consumidor e um relativo aumento na capacidade do sistema de transmissão.

Já a estabilidade de frequência de curto prazo está relacionada com o nível de controle primário ou velocidade possível no sistema. Em geral, gerações em operações de ilhamento podem assumir o controle de frequência da rede de forma automática, através de seu controle automático, o que não é possível em GDs baseadas em fontes renováveis devido a sua impossibilidade de armazenar e liberar energia quando solicitado pelo sistema. Por isso tem surgido a necessidade de aumentar essa capacidade de reserva através de SAE, com o objetivo de melhorar a estabilidade de frequência da rede no curto prazo. O controle de frequência de curto prazo, deve se iniciar logo após a identificação de alguma perturbação na potência ativa e o SAE deve restaurar a frequência da rede em harmonia com a GD em que está associado (SERBAN et al., 2013). Outra questão importante, levantada por Parra et al. (2015), refere-se ao controle da rampa de entrada da SAE que pode tornar o sistema mais instável neste momento. Para tanto há soluções possíveis em estudo, sendo uma delas o uso de conversores que podem limitar essa rampa de entrada, porém essa solução apresenta como desvantagem um incremento significativo nas perdas do sistema devido à limitação do inversor.

A associação entre geração eólica e armazenamento tende a aumentar a operacionalidade deste tipo de fonte. Em geral, a coexistência na mesma barra de geração e armazenamento aumenta o desempenho deste tipo de fonte, porém estudos têm indicado que em um cenário de aumento da penetração de geração eólica, o SAE tende a ter um maior benefício quando alocado em barramentos diferentes do barramento da própria geração. Desta forma, têm-se como mais vantajosos SAE descentralizados, pois permitem usar de forma mais eficiente o sistema de transmissão em comparação com o armazenamento centralizado a custos mais reduzidos (GHOFRANI et al., 2013).

O uso de SAE pode permitir um melhor aproveitamento do potencial de geração eólica de um sistema. Porém, há cenários em que a associação do SAE a esta geração produz aumento significativos no custo médio de geração, pois o valor

energético marginal adicionado não é compatível com custo de instalação do SAE ao se comparar os preços práticos da própria geração eólica (CARR et al., 2014).

Além da eólica, entre as fontes típicas renováveis, a energia fotovoltaica continua a aumentar em todo o mundo e vem ganhando cada vez mais escala. Para esta tecnologia o uso de SAE é necessário para garantir um adequado nível de controle, estabilidade e confiabilidade no sistema como um todo. Segundo Kim et al. (2015), este sistema híbrido (Geração + SAE) pode ser benéfico para o proprietário da GD e para o sistema pelas seguintes razões:

- Maior lucro pode ser obtido, ao se explorar diversos preços de mercado em tempo real;
- Uso eficiente da energia ao considerar variações de geração e carga;
- Reduzir a carga de pico, descarregando do SAE em momento mais intensivos de uso de carga do sistema; e
- Absorver o excedente de outras fontes de geração do sistema.

Uma alternativa para aproveitando da energia solar é o uso de energia solar do tipo termo solar, ainda que esta também apresente o problema da imprevisibilidade. Para tanto a implementação de SAE utilizando este sistema de energia térmica (SET) tem sido estudado mais intensamente nos últimos anos. Tal sistema é uma tecnologia promissora, pois podem aumentar significativamente a capacidade de uso de sistemas solares. Estudos demonstram que o uso deste tipo de armazenamento pode aumentar a capacidade de geração entre 79% e 90%, além de garantir uma maior capacidade e previsibilidade no despacho de fontes solares (MADAENI et al., 2013).

Assim, estudos sobre SET têm sido desenvolvidos com o objetivo de aumentar a capacidade de sistemas solares, mas também dar flexibilidade na despachabilidade deste tipo de geração. Em particular, os estudos têm se concentrado no desempenho termodinâmico destes sistemas, com o objetivo de reduzir seus custos e assim tornar o SET viável economicamente, para competir no mercado de energia elétrica (TSE et al., 2015). Atualmente, os SETs estudados em conjunto com energia solar concentrada variam suas avaliações e configurações quanto (STRASSER e SELVAM, 2014):

- Tipo de concentrador: calha parabólica ou com receptor central;
- Meio de armazenamento: água ou Nitrato de Sal;

- Temperatura: de 290 a 650 °C;
- Horas de backup: 1 a 10 h;
- Configuração: 1 a 2 tanques diretos ou indiretos.

Por fim, neste novo cenário é necessária uma grande capacidade de armazenamento de energia, porém seus custos ainda são muito elevados. Por outro lado, no setor de transportes veículos elétricos (VE) ainda podem ser desenvolvidos em larga escala. Porém a grande dificuldade da difusão de VE é o desenvolvimento da infraestrutura de recarga destes veículos no curto prazo (TAKAGI et al., 2015).

2.3.3 Desafios da Inserção de SAEs nos Sistemas de Potência

O incremento de SAE em sistema redes de potência, em especial no setor de distribuição, em geral tem se limitado devido a três grandes problemas sendo estes: a baixa liquidez do mercado de energia, condições de mercado em constante mutação e falta de padrões e procedimentos comuns para avaliar, conectar, operar e manter SAEs. Para mitigar estas restrições as principais recomendações são da ordem normativa e regulatória do setor, tais como um alinhamento entre as políticas de energias renováveis e SAEs, criação de uma classe diferenciada para avaliação de SAEs e com regras e normas específicas, e por fim uma maior padronização de procedimentos para conexão e operação de SAEs (ANUTA et al., 2014).

O armazenamento de energia pode ser o ponto de arbitragem tanto em períodos de abundância quanto em momentos de escassez de geração, o que poderia incentivar ainda mais investimento em sistemas de geração renováveis. Espera-se que ao menos o valor marginal de investimentos em capacidade de armazenamento deve ser menor que a redução no custo final de energia nos mercados em que atua. De outra forma, um SAE só deveria ser viável se seu custo for inferior aos benefícios que oferece ao sistema (LAMONT, 2013).

Porém, pesquisas recentes indicam que receitas provenientes de SAEs reduziram significativamente no último período, e até para tecnologias de alta eficiência sua margem de rentabilidade têm ficado abaixo do nível mínimo de atratividade. Isso ocorre em função de baixos incentivos para estes novos dispositivos, o que sugere a necessidade de novos arranjos regulatórios que revertam esse quadro. Caso contrário, há o risco de inviabilizar novos investimentos

em SAEs, que são sistemas necessários para integração de novas fontes de geração renovável intermitente (KLOESS e ZACH, 2014).

Diante deste cenário, há atualmente na perspectiva do investidor apenas alguns modelos de negócios possíveis, paradigmas estes a serem superados pelos agentes reguladores para motivar seus investimentos, ou seja, deve-se buscar outros modelos de negócios possíveis que atraem adequadamente os investidores. Dos modelos atuais, Masiello et al. (2014) destacam três:

- Modelos de negócios por custo de serviço: o proprietário do SAE deve receber uma taxa de remuneração fixa em função do valor investido e de seus custos de operação com o objetivo de garantir um retorno mínimo;
- Participação no mercado de energia: possibilidade de participar no mercado de compra e venda de energia no atacado;
- Associados à GD: SAEs funcionando exclusivamente como dispositivo complementar e de suporte às GDs.

Estudos já indicam que uso do SAE associados à prestação de serviços coordenados com estratégias comerciais adequadas, que vão além destes modelos clássicos de negócio, podem gerar estratégias multisserviços que maximizam seu lucro líquido. Tais estratégias tem o potencial de aumentar a rentabilidade de investimentos em SAE. Porém, algumas restrições ainda permanecem, tais como a falta de um quadro normativo que permita ao SAE remunerar seus serviços e a liberdade que ativos do SAE sejam independentes aos operadores de rede de distribuição, tal como já ocorre com investimentos em GD, e assim poderem executar seus projetos de forma descentralizada (MORENO et al., 2015). Neste aspecto, Parvania et al. (2014) consideram que diversos benefícios ao sistema poderiam ser remunerados, tais como: redução do pico de carga, redução do custo operacional total do sistema, redução de despacho de geração de alto custo, utilização mais eficiente do sistema de geração, impactos nos preços de mercado de energia, entre outros

Há ainda estudos que indicam que o preço de energia e o número de horas de operação do sistema sejam os fatores com maior influência na receita dos SAEs, ambos os fatores interligados ao mercado de energia. E dado à perturbação e maior imprevisibilidade nos mercados de energia, em função da ascensão da cota do mercado oriunda de energia renovável, para Jülch (2016) este tem sido o fator de maior risco aos modelos de negócios existentes para ampliação dos SAEs.

Neste sentido, torna-se cada vez mais evidente que os agentes regulatórios proativamente abordem este tema, pois suas implicações são diretas na composição do sistema como um todo. De acordo com Stanfield e Vanega (2015), existem seis pontos essenciais que devem pautar os reguladores:

- Desenho de taxas de retorno de projetos adequadas e que enviem os sinais econômicos adequados aos agentes com SAE;
- Abertura dos mercados de serviços ancilares;
- Garantia de normas claras e adequadas para conexão de SAEs nos sistemas de distribuição e transmissão;
- Possibilidade de acesso ao mercado de troca de energia consumidor e operador de redes de distribuição;
- Considerar SAEs como parte da solução em planejamento de sistemas de distribuição;
- Normativas para garantir a adequada supervisão de SAEs e sua segurança operativa.

Neste cenário, um quadro normativo claro que garanta o pagamento ao menos do custo de capital e uma taxa de retorno razoável poderia tornar o ambiente de negócios aos investidores mais claro, tanto para os operadores de SAEs quanto para os operadores de sistemas de distribuição. Além disso, recomenda-se que mesmo havendo normas claras, que estas sejam periodicamente revisadas, pois iria permitir que o risco do negócio fosse dividido entre consumidores e investidores, o que criaria um ambiente de negócios mais competitivo e atrativo (KRAJAČIĆ et al., 2013).

Obi et al. (2017) destacam que investimentos em SAE, na perspectiva do investidor, além dos riscos regulatórios também devem considerar diversos outros aspectos que o ente regulador também pode influenciar e outros com intervenção limitada. Questões como custos de capital, custos de operação e manutenção, fator de capacidade do tipo de armazenamento, eficiência da tecnologia, financiamento, taxa de impostos, incentivos governamentais e entre outros, podem de alguma forma ser tratados ou ao menos considerados pelas normas regulatórias vigentes.

Além disso, há outras questões como a localização e o tamanho do SAE que são fatores importantes para determinar novos investimentos, pois baseado nisso o operador poderá definir sua estratégia de operação financeira, determinando em

quais mercados irá atuar, se irá atuar no balanço de carga diário ou no intra-diário, com contratos de curto ou longo prazo e assim sucessivamente. Igualmente o investidor estará constantemente avaliando o retorno de seu investimento dado o cenário econômico e regulatório disposto, podendo postergar ou até cancelar projetos (WEIBEL e MADLENER, 2015).

O importante a observar é que novas tecnologias como os SAEs em geral ocorrem com custo elevado, criando um hiato entre os investimentos necessários e a rentabilidade mínima para o investidor, só o tornando possível se esta lacuna for coberta pelo apoio de políticas públicas. Tal caminho, também já foi percorrido pelas tecnologias de geração de energia renovável, com destaque para geração eólica e solar, o que poderia ser uma referência para investimentos em SAEs, com a grande vantagem que a estratégia de política pública pode explorar o caráter polivalente dos SAEs, minimizando assim o *gap* existente entre a rentabilidade e os investimentos necessários até que não sejam mais necessários quaisquer aportes de políticas públicas (BATTKE e SCHMIDT, 2015).

De forma geral, espera-se em quase todos os sistemas de potência uma maior penetração de energias renováveis e o que se observa é que quanto maior este nível de penetração, menos competitivos se tornam as fontes de geração tradicionais e mais atrativas passam a ser os SAEs, iniciando um ciclo virtuoso onde o SAE pode impulsionar o próprio estabelecimento de fontes renováveis e assim sucessivamente. Assim em algum momento estima-se que ocorrerá uma ruptura tecnológica onde SAEs se tornarão tão competitivos quanto quaisquer outras soluções (LI et al., 2015).

2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Com a revisão bibliográfica realizada pode-se verificar a grande importância com que as regulações econômicas e técnica interferem nas atividades de setores de sistemas de potência, até pela própria dinâmica destes mercados, operando em monopólios ou em concorrência. A própria evolução e amadurecimento regulatório em diversos países, tem rotineiramente feito com que o setor avance e com o tempo busque a operação técnica e econômica mais adequada para o ambiente em que estão inseridos.

Neste cenário, a GD tem se tornado uma realidade constante e cada vez mais crescente nos setores de sistemas de potência e ao mesmo tempo em que promovem diversos benefícios globais ao sistema, também impõem novos desafios aos operadores de sistemas e aos reguladores do setor. Também é destaque a ascensão das GDs, que está associada a boas políticas regulatórias e a própria evolução tecnológica dos dispositivos disponíveis atualmente.

A natureza das GDs com o tempo emergiu e acelerou a necessidade de operação dos SAEs, formando com este um ciclo virtuoso. Pois, ao mesmo tempo que mais GDs impulsionam novos SAEs, e dado a irregularidade deste tipo de fonte, o incremento de SAEs impulsiona a entrada de novas GDs, e assim sucessivamente.

Por fim, a análise dos SAEs permitiu verificar os diversos benefícios e principalmente os maiores desafios que a inserção destes enfrentam atualmente e como tais barreiras podem auxiliar ou impedir sua evolução. De forma geral, os agentes públicos no que tange a aplicação de políticas regulatórias poderiam estimular a entrada de SAEs através da normatização de serviços que permitam novas entradas financeiras a estes agentes, tais como: serviço de alívio de carregamento ao sistema, postergação de investimento na rede, redução de perdas, regulação de curto e médio prazo no balanço de energia do sistema e de agentes, arbitragem de preços no mercado de energia horário e entre outros.

3 REFERÊNCIAS REGULATÓRIAS E DE MERCADO

Para implementação da metodologia proposta é necessário buscar dados de referência mundial para produzir os resultados financeiros mais adequados. Para esta avaliação basicamente foi apurado dados de três tipos:

- i. Valores de referência para serviços prestados por SAEs;
- ii. Valores do mercado de energia;
- iii. Custos de investimentos de referência.

Os itens abordados são os mesmos elencados no capítulo proposto na metodologia para o desenvolvimento deste trabalho.

As referências mais comuns no que diz respeito às políticas públicas e valores públicos são do EPRI (*Electric Power Research Institute*, Instituto de Pesquisa em Energia Elétrica) e do DOE USA (*U.S. Department of Energy* – Departamento de Energia dos Estados Unidos), já para valores de mercado em geral utiliza-se o mercado da Califórnia (CAISO), pois é atualmente o de maior abertura e maior inserção de SAEs (DOE, 2016).

3.1 PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS

A prestação de serviços corresponde à parcela de intervenções que o SAE pode realizar no sistema em que está conectado, considerando exclusivamente o objetivo de atingir determinados resultados técnico para o sistema.

3.1.1 Carregamento

Para sistemas em sobrecarga, o uso de SAE pode ser uma alternativa caso os equipamentos estejam operando acima de sua capacidade de emergência. Nestas situações a solução clássica e temporária seria a instalação de um gerador para eliminar esta sobrecarga, e que além de normalmente serem de fontes não renováveis tendem a ter um maior custo financeiro e ambiental. O custo de um gerador deste tipo tipicamente é em torno de U\$ 125,00 a U\$ 200,00 por kVA por ano (AUSGRID, 2016). Mas existe uma grande variabilidade nos custos associados ao atendimento a esta capacidade adicional, e como nem sempre os sistemas necessitarão da mesma solução, o DOE sugere que seja utilizado o valor médio da

redução dos custos de produção que os SAEs obtiveram no último ano de operação, ou seja, quanto foi o valor que ao se utilizar o SAE foi economizado frente a alternativa do gerador temporário. Em análise recente o DOE propõe um valor U\$ 33,00 a U\$ 41,00 por kW e por ano (DOE, 2016).

Por fim, o uso de um valor médio evitado pode ainda não representar a dinâmica do mercado, neste aspecto de acordo com relatório recente do SANDIA, Laboratório Nacional operado pelo DOE (SANDIA, 2017), o mercado da ISO-NE (*New England Independent System Operator*, Operador do Sistema Independente da Nova Inglaterra) apresenta uma dinâmica que poderia melhor representar o funcionamento desse mercado. Nesse mercado há contratos de custos de transmissão baseado na demanda mensal e no seu pico máximo evitado, porém com contratos anuais, e ainda há outra modalidade de contratos por capacidade baseados na demanda anual, porém com contratos mensais conforme Tabela 3.1 dada a seguir. De outra forma, pode ser realizado contratos mensais de acordo com a necessidade do sistema, ou ser contratado um valor anual com o SAE para quaisquer meses do ano.

Tabela 3.1 – Valores históricos, contratados e estimados para serviço de redução de carregamento no ISO-NE

Ano	Custo da transmissão (U\$/kW por ano) / 12 meses	Custo da Capacidade (U\$/kW por mês) * 12 meses
	Valores Históricos	Valores Históricos
2014	89,49	3,10
2015	89,88	3,34
2016	94,23	3,27
	Valores Contratados	Valores Contratados
2017	102,31	5,41
2018	106,98	8,50
2019	111,56	9,00
2020	116,11	7,03
	Valores Projetados	Valores Projetados
2021	120,27	10,19
2022	124,22	11,20
2023	128,29	11,81
2024	132,50	12,11
2025	136,85	12,41
2026	141,33	12,72
2027	145,17	13,04
2028	148,04	13,36
2029	150,96	13,70
2030	153,95	14,04

Fonte: Adaptado de SANDIA, 2017.

Desta forma, para este trabalho é utilizado o último valor contratado conhecido, para o ano de 2020, que representa valores de 116,11 U\$/kW por ano ou de 7,03 U\$/kW por mês. De acordo com esse relatório é esperado uma provável sobrecarga média em todos meses dos anos para contrato do tipo custo da transmissão ou de 6 horas de 24 horas possíveis para contrato do tipo custo de capacidade. Assim é utilizado o contrato por custo da transmissão, considerando seu uso em todos 12 meses.

3.1.2 Postergação de Investimentos (Suporte ao Planejamento do Sistema)

A abordagem para o serviço de postergação de investimento conceitualmente é similar ao serviço de redução de carregamento, porém deve ser considerado sob outra perspectiva. Pois, no que diz respeito à expansão do sistema, deve-se considerar o investimento que foi evitado e por quantos anos isso ocorreu.

Porém, cada investimento é único e tratará de soluções distintas. Desta forma, deve-se ter um valor médio do custo marginal para expansão de sistemas de distribuição.

Com base na experiência americana, os valores típicos para a ampliação de sistemas de distribuição variam em média dentro de um limite entre 55,00 U\$/kW a 120,00 U\$/kW por ano, ou seja, um valor médio de 87,50 U\$/kW por ano. De outra forma, também deve ser considerado que não é razoável que o SAE se aproprie de todo o custo evitado, pois esse valor deve contribuir também para modicidade tarifária do sistema em que está inserido. Ou seja, parte do valor pode ser direcionado ao SAE, porém uma outra parcela deve ser alocada para redução de tarifa para o consumidor.

Considera-se neste caso um valor de 50% do custo evitado, ou seja, tem-se um valor final de 43,75 U\$/kW por ano. Caso a obra seja postergada por vários anos também deve ser acrescido o valor do WACC regulatório para obras deste tipo, que corresponde ao custo de capital reconhecido pelo órgão regulador do setor, que é um valor de aproximadamente 4% ao ano para mercados maduros (CHUA et al., 2015).

Sendo importante destacar que poderá haver ainda benefícios para o sistema de transmissão, onde estes valores de ampliação em geral possuem uma alta variabilidade podendo partir de 500,00 até 1.000,00 U\$/kW (SANDIA, 2017). Porém,

tais benefícios não são mensurados neste trabalho, cujo foco é a atuação de SAEs em sistemas de distribuição de energia elétrica.

3.1.3 Perdas

O uso do SAE na redução de perdas é um item importante para operadores do sistema, pois em geral dado um limite razoável de perdas, qualquer incremento além deste valor deve ser assumido pelos operadores da rede. Desta forma pode-se utilizar o valor médio de energia praticado no mercado em análise como referência, considerando que apenas parte deste ganho será destinada ao SAE, e conforme item anterior, assume-se este valor como 50% do custo evitado.

3.1.4 Reativos

A inserção ou absorção de reativos na rede é outro aspecto importante dos SAEs, pois pode ser um meio de controlar o nível de tensão nos sistemas em que estão inseridos. Porém, a grande dificuldade é que são poucos os operadores que possuem tarifas para esse tipo de serviço. Nos Estados Unidos apenas quatro operadores (ISO-NE, NYISO, PJM e CAISO) possuem tais serviços disponíveis e a compensação é apenas para os custos de oportunidade do kvar utilizado e não são compensados aqueles que operam dentro de sua faixa de fator de potência.

Já quanto a remuneração, ela ocorre por capacidade e pode ser fixa (apenas o NYISO utiliza esse método) ou através do método dinâmico estabelecido pela FERC (Federal Energy Regulatory Commission - Comissão Reguladora Federal de Energia). Para este estudo é utilizado o preço fixo da NYISO de 2.747,61 U\$/Mvar por ano disponível (ANAYA e POLLITT, 2018).

3.1.5 Penalidades

A indisponibilidade do SAE quando solicitado deve ser penalizada como forma de incentivar que seus ativos sempre estejam nas melhores condições possíveis. Em geral, nos mercados de energia, na escassez de geração os valores adicionais são precificados por mercados denominados como mercados de tempo real. Porém, para incentivar que isso não ocorra, o operador em geral estabelece

valores utilizados acima dos valores praticados nesse mercado. O valor utilizado como referência de penalidade nesse mercado é o praticado pelo operador de redes da Califórnia de 1,00 U\$/kWh, que é determinado como o preço da penalidade pela escassez (CAISO, 2015).

3.2 MERCADO DE ENERGIA

A atuação do SAE nos mercados de energia dependerá basicamente das intervenções que o mercado permitir. Por isso buscou-se como referência mercados de energia diversos. Neste aspecto o objetivo principal é buscar meios de maximizar a receita total final para cada atuação do SAE.

3.2.1 Regulação de Frequência ou Suporte à Imprevisibilidade de Geração

A contratação de serviços para fazer suporte à imprevisibilidade de geração é executada via contratos bilaterais ou via leilões com mercado aberto, e são executados via prestação de serviços ancilares. Especificamente neste caso, o serviço de regulação é do tipo *up and down* (para cima e para baixo), cujo objetivo é absorver o excedente de potência ou injetar a geração faltante. De acordo com DOE (2016), empresas que possuem tais mercados maduros são descritas na Tabela 3.2.

Diferente de outros itens, este é direcionado para o atendimento de operadores de rede e geradores através de contratos específicos, já que são esses que devem fazer frente aos desequilíbrios entre carga e geração.

Tabela 3.2 – Valores de referência para serviços de regulação

Agente	Tarifa de Regulação (U\$/kW por ano)
AEP West Zone	31,68
Arizona Public Service	88,92
Duke Energy Carolina Power & Light	47,52
El Paso Electric	37,20
Florida Power & Light	57,84
Idaho Power	78,36
PacifiCorp West	105,60
Portland Gas & Electric	80,40
Public Service of Colorado	80,88
Public Service of New Mexico	103,20
Southern Company	50,40
Tucson Electric	145,08
Valor Médio	75,59

Fonte: Adaptado de DOE, 2016.

Para este tipo de serviço será utilizado o valor médio dos mercados listados, igual a 75,59 U\$/kW. Em geral, é um serviço solicitado para um tempo de resposta de 10 a 30 minutos somente, dependendo do contrato firmado.

3.2.2 Suporte Geral ao Sistema

A resposta para atendimento de emergências do sistema deve considerar que o SAE estará disponível para atendimento de restrições do sistema independente do período e preço de energia vigente. Os valores de capacidade são mensurados por \$/kW por ano e variam de acordo com o sistema em que estão inseridos, ou seja, em sistemas com maior risco de interrupções este valor tende a ser maior e vice-versa, já que são valores negociados a mercado.

De acordo com DOE (2016), recomenda-se a utilizar como referência de mercado para este tipo de serviço os valores praticados no operador PJM (*Pennsylvania - New Jersey - Maryland Interconnection*), cujos valores são dinâmicos e respondem dentro de valores conforme Tabela 3.3.

Tabela 3.3 – Valores de referência para atendimento ao sistema

Sistema	U\$/kW/ano
Sistema PJM	21,72
PJM zonas mais carregadas	79,92

Fonte: Adaptado de DOE, 2016.

Para análise deste trabalho no curto prazo se utilizam os valores referentes a tabela acima, sendo que para sistemas com equipamentos relevantes em sobrecarga o valor será de 79,92 U\$/kW e sistemas não carregados será de 21,72 U\$/kW.

Já para o longo prazo (além dos próximos 5 anos), espera-se valores de correções mais normalizados entre os mercados, conforme Tabela 3.4 (EPRI, 2016). Neste aspecto considera-se que os valores são fixos e independentes das condições dos sistemas, ou seja, é um valor que engloba tanto sistemas em condições normais quanto sistemas em sobrecarga. Ou seja, independente do horário que o sistema é acionado, ele deverá suprir a demanda e ser remunerado conforme sua capacidade disponível. O período de uso de referência, considerando as tecnologias atuais, é de um tempo contínuo de até 1 hora.

Tabela 3.4 – Valores de referência para atendimento ao sistema a partir de 2020

Sistema	U\$/kW/ano
Valor Médio	70,88

Fonte: EPRI, 2016.

Por fim, é importante mencionar que há ainda regiões que utilizam valores considerando a potência disponível pelo SAE e o tempo utilizado, ou seja, possuem valores de referência por MWh conforme é utilizado no mercado ISO-NE com valores tipicamente entre 35 – 40 U\$/MWh, conforme SANDIA (2017).

3.2.3 Mercado de Energia Primário

Para os preços de energia é necessário considerar não apenas seus valores históricos, mas sim seus valores esperados no longo prazo, já que a dinâmica de

mercado está sujeita a diversas interferências, principalmente no que diz respeito à maturação das novas tecnologias. Porém, ao mesmo tempo em que a tendência é um incremento de preço em função de correções inflacionárias, também se espera uma redução deste com o incremento de fontes renováveis e desativação de fontes de origem fóssil e mais caras.

Desta forma, para a análise de preços e carga neste trabalho, são utilizados como referência os valores praticados em 2017 no mercado da Califórnia nos Estados Unidos, através de dados públicos oriundos do CAISO (2017) por se tratar do mercado com maior penetração de SAEs.

Considerando os valores utilizados em 2017, verificou-se que o custo médio foi de 31,202 U\$/MWh com variações de -177,885 U\$/MWh até um teto de 1.200,92 U\$/MWh.

3.3 VALORES DE INVESTIMENTOS DE REFERÊNCIA

3.3.1 Características das Tecnologias Atuais

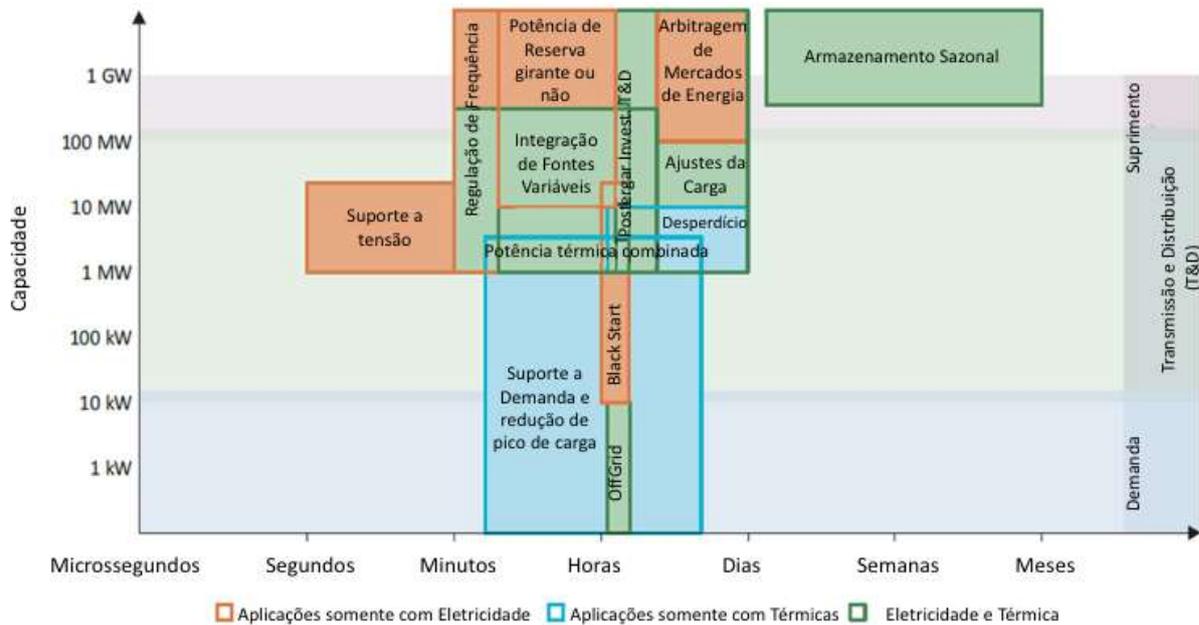
Ainda que não seja o objetivo deste trabalho a discussão técnica de uma tecnologia em específico, se faz importante ponderar quais são as tecnologias possíveis atualmente e seu nível de maturação.

Utilizando como referência dados da IEA (*International Energy Agency*, Agência Internacional de Energia) é importante considerar as tecnologias em função de sua capacidade de potência e capacidade de armazenamento, tipo de tecnologia e atual estágio de maturidade, entre outros (IEA, 2014).

Os dados a seguir descrevem com maior precisão esta abordagem sugerida pela IEA para a escolha de tecnologia de SAE que deveria se analisar para nova inserção destes dispositivos no sistema.

Primeiramente é necessário avaliar que nível de potência e tempo de descarga é adequado para cada tipo de aplicação. Há SAEs com operações para apenas alguns segundos e outros para atuação em semanas e até meses, assim como capacidades de 1 kW até 1 GW conforme Figura 3.1.

Figura 3.1 – Requisitos de Potência versus duração da descarga e suas aplicações



Fonte: Adaptado de EIA, 2014.

A tabela a seguir descreve e elenca quais são as principais tecnologias em uso comercial ou em largo passo de desenvolvimento que podem compor este quadro, sendo que elas podem ser de origem elétrica ou térmica e de pequena ou larga escala.

Tabela 3.5 – Principais tecnologias de SAE em função de sua dimensão

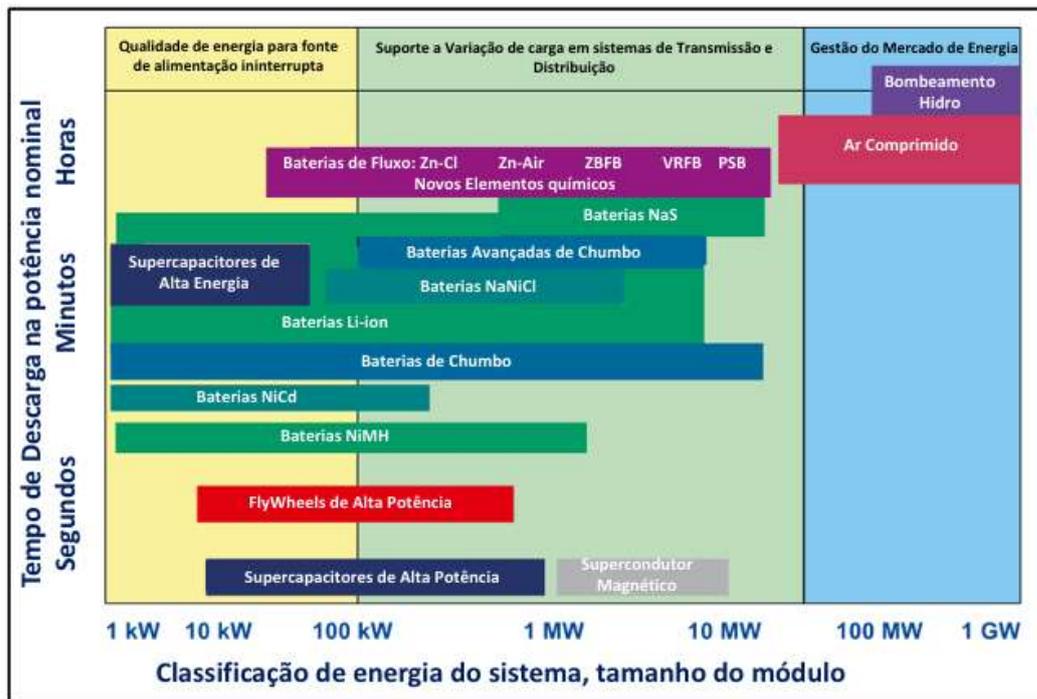
Dimensão e Tipo	Tecnologias disponíveis
Elétrica de Larga Escala	Usinas de Bombeamento Armazenamento com Ar comprimido <i>Flywheels</i> (volantes)
Térmica de Larga Escala	Energia térmica subterrânea
Elétrica de Pequena Escala	Baterias
Térmica de Pequena Escala	Tanques de água quente/fria

Fonte: Adaptado de EIA, 2014.

Além das tecnologias acima citadas é importante destacar que existem outras diversas opções técnicas, que ainda que não possuam viabilidade comercial atualmente, em um futuro próximo poderão estar funcionais. Como estas tecnologias atualmente possuem diversas especificações distintas entre si, é necessário

observar que possuirão períodos de despacho e capacidade distintos conforme descrito pela IRENA (*International Renewable Energy Agency*, Agência Internacional de Energia Renovável, 2017) e demonstrado na Figura 3.2.

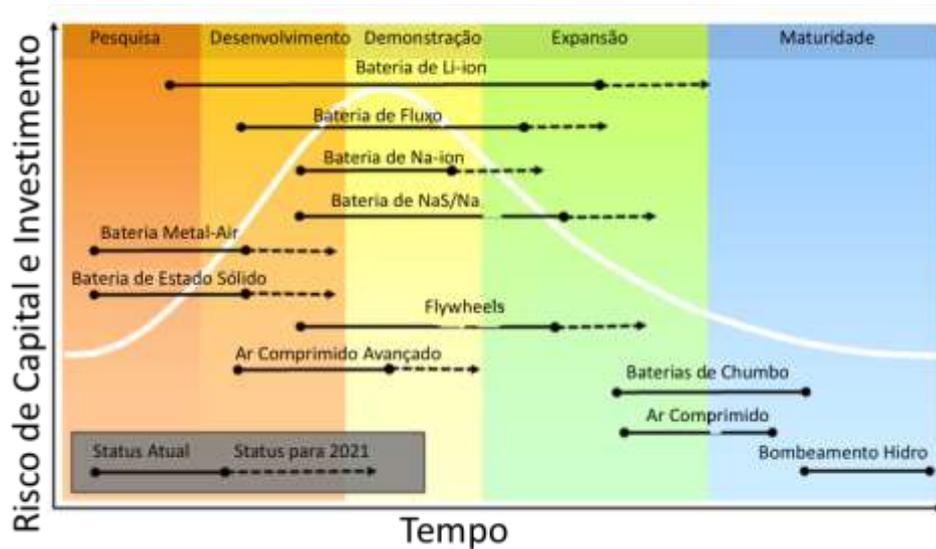
Figura 3.2 – Posição atual das tecnologias de SAE



Fonte: Adaptado de IRENA, 2017.

De acordo com a EPRI (2017) também é possível traçar uma curva desta maturação das tecnologias em avaliação neste momento, já que algumas ainda que não sejam comerciais no momento estão próximo de estarem, conforme Figura 3.3.

Figura 3.3 – Maturidade das Tecnologias de SAE



Fonte: Adaptado de EPRI, 2017.

O que poderá ser verificado neste trabalho é a possibilidade de, com receitas mais elevadas para os SAEs, que tecnologias hoje ainda não comerciais podem ser viabilizadas.

3.3.2 Custos de Capital e Operação

Os investimentos para viabilizar a entrada em operação de um SAE variam consideravelmente, mesmo quando avaliado tecnologias iguais, dependendo da fonte de referência e projeto em avaliação. Isso ocorre porque seus custos variam muito de acordo com a região em que são instalados, técnica utilizada, custo de recursos humanos, e entre outros fatores diversos.

Baseado em diversas referências mapeou-se os valores financeiros típicos utilizados para análises deste tipo de equipamento, conforme Tabela 3.6, dada a seguir. Os valores dependem da potência disponível (kW) e da capacidade de armazenamento (kWh).

Tais valores divergem consideravelmente, porém há convergência entre os estudos no que diz respeito a valor de aproximadamente 2% do capital inicial para uso em operação e manutenção por ano e um valor de reposição de ativos de aproximadamente 30% do capital inicial em sua vida útil de acordo com Kloess e Zach (2014), Pearre e Swan (2015), Ramli et al. (2015), Jülch (2016), Gallo et al.

(2016), Pierpoint (2016), Berrada e Loudiyi (2016), Locatelli et al. (2016), Obi et al. (2017), Lombardi e Schwabe (2017) e Berrada et al. (2017).

Tabela 3.6 – Custo das principais tecnologias SAEs

Tecnologia	Investimento Inicial			Eficiência Total (%)	Vida útil (anos)
	U\$/kW	U\$/kWh	Total U\$ 1kW + 1kWh		
Baterias Li-íon	660 – 4.000	200 – 2.500	860 – 6.500	85 – 93	15 – 30
Baterias Lead-acid	300 – 4.900	200 – 950	500 – 5.850	65 – 85	15 – 30
Baterias Ni-Cd	500 – 1.500	800 – 1.500	1.300 – 3.000	65 – 85	15 – 30
Baterias Ni-MH	600 – 1.800	960 – 1.800	1.560 – 3.600	65 – 85	15 – 30
Baterias NaS	300 – 3.300	175 – 550	475 – 3.850	65 – 85	15 – 30
Hidro Bombeamento	300 – 4.300	5 – 593	305 – 4.893	65 – 85	40 – 80
Flywheel (Volantes)	550 – 4.000	200 – 5.000	750 – 9.000	80 – 85	20 – 30
Ar comprimido	300 – 2.235	3 – 447	303 – 2.682	65 – 85	20 – 40
Supercapacitor	100 – 360	300 – 2.000	400 – 2.360	90 – 95	20 – 30
Hidrogênio	500 – 1.200	0,3 – 0,6	500 – 1.200	40	20 – 30
Metano	900 – 1.500	0,15 – 0,16	900 – 1.500	35	20 – 30

Fonte: Próprio autor.

Existem ainda outras diversas soluções em pesquisa que podem ser utilizadas como SAE, porém o objetivo deste capítulo foi somente elencar os custos associados às tecnologias com maior ocorrência de pesquisa e que podem suprir os serviços elencados.

Nesta etapa não se busca realizar qualquer julgamento de valor no que diz respeito à razoabilidade ou exequibilidade de tais projetos, porém serão utilizados como referência para os estudos de caso de capítulo futuro.

3.4 CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO

Este capítulo apresentou valores de referência para a aplicação da metodologia proposta, através de valores conhecidos de mercados de energia e operadores de rede de referência.

Em geral, buscaram-se valores de referência americanos, pois são compostos por diversos mercados regionais de energia e possuem todas as políticas regulatórias estudadas neste trabalho. A escolha de qual valor adotar ocorreu conforme indicação de outras referências bibliográficas ou em função da maturidade

do mercado em análise, ou ainda a partir da média dos mercados quando os dois primeiros critérios não forem possíveis adotar.

A grande dificuldade neste aspecto está no fato que para alguns serviços e remunerações, são poucos os mercados que possuem tais valores já consolidados e definidos, de qualquer forma foi possível encontrar valores para todos os itens abordados.

4 METODOLOGIA PROPOSTA

As aplicações de SAEs podem ser avaliadas em diversas perspectivas, prestando algum nível de serviço para redes de distribuição, transmissão e geração, com destaque para seu suporte à integração de novas GDs. Tem-se como fim avaliar como se pode criar um ambiente favorável à implementação destes dispositivos em redes de distribuição em função dos arranjos regulatórios existentes. O desafio é determinar um modo de realizar essa avaliação de forma ampla e completa através de redes de distribuição conhecidas e políticas regulatórias possíveis.

O objetivo é realizar uma avaliação sob a perspectiva regulatória e de mercado, com o intuito de determinar quais devem ser os incentivos adequados e quais os inibidores regulatórios para expansão de novos dispositivos de SAEs e seu impacto no mercado de energia.

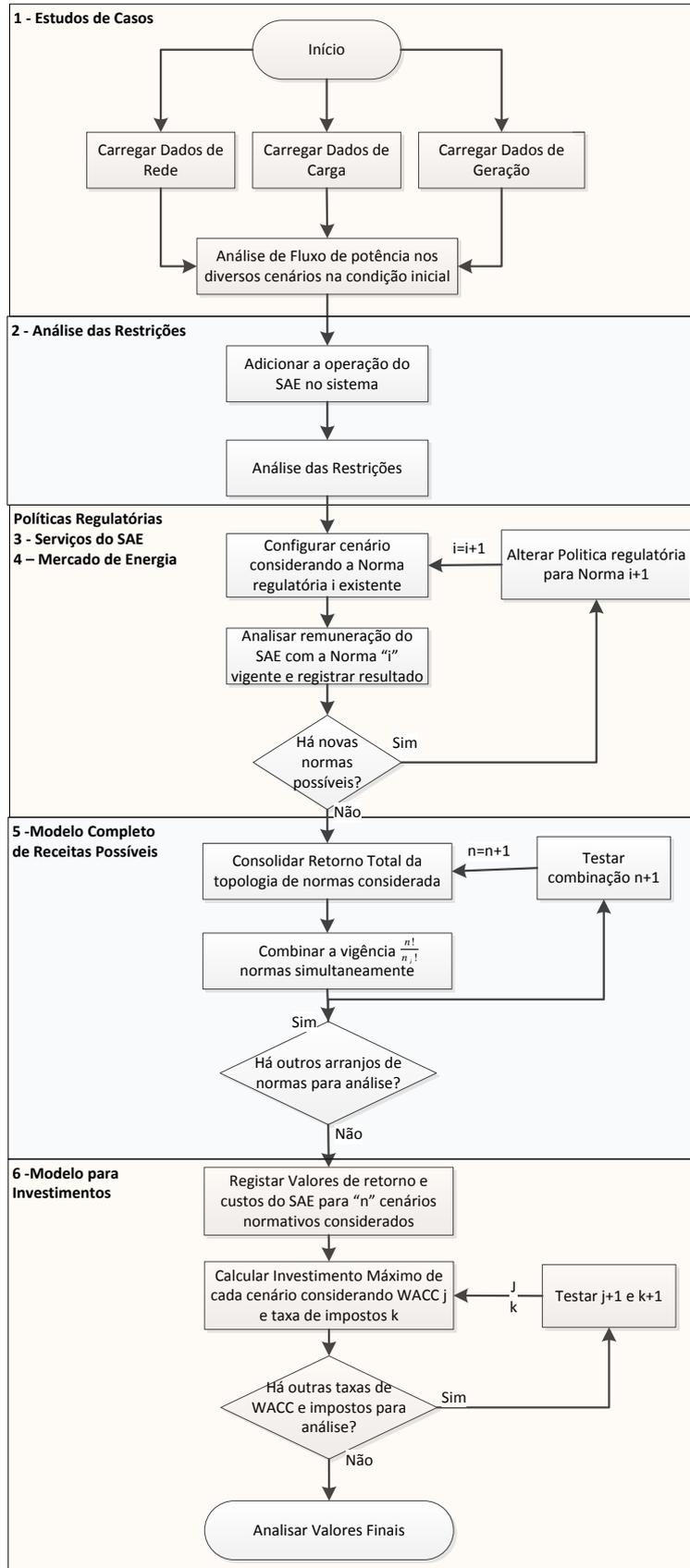
Por fim, considerando a combinação dessas diversas políticas regulatórias será possível determinar qual será o investimento máximo possível que cada SAE poderá ter em cada cenário e também avaliar a sensibilidade que cada política regulatória representa financeiramente.

A proposta é avaliar diversos cenários possíveis com base em redes pré-definidas alterando:

- Política Regulatória: a existência ou não de norma regulatória “i” específica no setor;
- Atratividade econômica: diversos níveis de custo de capital e de oportunidade;
- Impostos: diversas taxas de imposto líquido para atividade;
- Preços: diversos preços no mercado de energia;
- Carga: diversos cenários de carga horários, diários e anuais;
- Geração Prevista: diversos cenários de previsão de geração;
- Geração Realizada: diversos cenários de geração realizada;
- SAE: operação de SAEs em pontos e capacidades pré-definidas.

De forma geral, a avaliação e seus passos são descritos na figura abaixo com o fluxograma proposto.

Figura 4.1 - Fluxograma da Metodologia



Fonte: Próprio autor.

A metodologia é executada em 7 etapas principais conforme demonstrado no fluxograma anterior e que resumidamente é descrito da seguinte forma:

1. Estudo de Caso: descreve as ferramentas e a fonte dos valores quantitativos utilizados;
2. Análise das Restrições: aborda quais restrições técnicas são avaliadas na rede elétrica quando o SAE é inserido;
3. Políticas Regulatórias de Serviços: apresenta os principais serviços que o SAE pode prestar e sua forma de remuneração;
4. Políticas Regulatórias de Mercado de Energia: descreve as possíveis intervenções que SAEs podem fazer no mercado de energia;
5. Modelo Completo de Receitas: expõe como é construído o modelo de receitas geral quando as diversas fontes de remuneração são combinadas;
6. Modelo para investimento: é apresentada a formulação para determinar o máximo investimento possível quando consideradas todas as receitas do modelo completo de receitas.

4.1 ESTUDOS DE CASOS

Para as simulações é utilizada a ferramenta computacional OpenDSS que é de propriedade da EPRI associado ao Matlab, em função de suas amplas utilizações acadêmicas e flexibilidade. Os modelos de todos os dispositivos utilizados nas simulações como os modelos de rede, carga, armazenamento de energia, geração e entre outros estão disponíveis nas próprias ferramentas computacionais em utilização.

Já as redes de distribuição analisadas para validação dos principais critérios são casos testes do IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*) que são de domínio público e possuem diversas topologias disponíveis.

Por fim, os dados financeiros utilizados são oriundos da pesquisa realizada e apresentada no capítulo 3, que contém referências já estabelecidas no mercado. Considerando dados de carga e de mercado a partir de 2017 até o horizonte da vida útil adotada neste trabalho de mais 15 anos.

4.2 ANÁLISE DAS RESTRIÇÕES

Para cada cenário com o SAE interagindo com a rede é importante verificar se neste haverá novas restrições técnicas, assim para cada simulação é necessário verificar se a operação do SAE não acarretará em violações técnicas no sistema, que não existiam no sistema original ou que se existissem foram acentuadas.

Para este trabalho são verificadas as restrições relativas ao nível de tensão e sobrecarga do sistema, conforme detalhamento a seguir, ou seja, é exposto como são mensuradas potenciais restrições que a operação de um novo SAE poderá trazer para o sistema de distribuição em que for alocado.

4.2.1 Nível de Tensão

No momento de descarga do SAE haverá injeção de corrente no sistema e com isso um potencial incremento de tensão, enquanto que no período da carga o SAE incrementará o nível de carregamento do sistema, ocasionando um decréscimo de tensão.

A restrição de tensão pode ser definida pela equação abaixo:

$$V_{SAE} = \left\{ \begin{array}{l} V_{min} \leq V_i^S \leq V_{max}, \text{ se } V_{min} \leq V_i^o \leq V_{max} \\ V_i^o \leq V_i^S \leq V_{max}, \text{ se } V_i^o < V_{min} \\ V_{min} \leq V_i^S \leq V_i^o, \text{ se } V_{max} < V_i^o \end{array} \right\} \quad (4.1)$$

em que:

V_i^S = tensão na barra i após instalação do SAE (volts);

V_i^o = tensão na barra i no sistema original (volts);

V_{min} = tensão mínima regulamentada (volts);

V_{max} = tensão máxima regulamentada (volts).

4.2.2 Sobrecarga

No momento da carga do SAE, quando é necessário restabelecer sua capacidade, haverá um incremento da corrente do sistema e é necessário garantir que não haverá novas restrições no carregamento de qualquer elemento do sistema.

A restrição de carregamento pode ser definida pela equação 4.2.

$$C_{SAE} = \begin{cases} C_i^S \leq C_i^m, & \text{se } C_i^o \leq C_i^m \\ C_i^S \leq C_i^o, & \text{se } C_i^m < C_i^o \end{cases} \quad (4.2)$$

em que:

C_i^S = carregamento do elemento i do sistema no período de carga do SAE (VA);

C_i^m = capacidade limite do elemento i (VA);

C_i^o = carregamento original do elemento i (VA).

4.3 POLÍTICAS REGULATÓRIAS: SERVIÇOS DO SAE

Para cada cenário em que não houver novas restrições no sistema é importante verificar os serviços prestados ao sistema e os meios de quantificar e remunerar tais serviços. Para tanto, são descritos e analisados os seguintes cenários abaixo.

4.3.1 Carregamento

Em alguns cenários o SAE pode ser utilizado para reduzir altos patamares de carga no sistema e assim promover o alívio de sobrecargas em alguns elementos ou até evitar que elas ocorram durante um dado período.

A equação 4.3 define um meio de mensurar tal efeito:

$$Rt_c = Cf_c \sum_{p=1}^P \sum_{t=1}^T \Delta P^D S(p, t) T^D S(p, t) \quad (4.3)$$

em que:

Rt_c = é o retorno financeiro pelo serviço prestado na redução do carregamento (U\$);

Cf_c = coeficiente de operação do pico de carga evitado que dependerá do risco operacional do elemento, ou seja, corresponde a quantificação

financeira do risco operacional evitado considerando a indisponibilidade do elemento aliviado (\$/kWh);

$\Delta P^D S(p, t)$ = valor de potência reduzida na descarga do SAE na hora t (kW);

$T^D S(p, t)$ = tempo utilizado de descarga na hora t (horas);

T = horas de operações disponíveis do SAE;

P = potência disponível do SAE.

4.3.2 Expansão do Sistema

Além de evitar sobrecargas em alguns elementos do sistema, o uso constante do SAE também pode ajudar a postergar investimentos que deveriam ser realizados para atender os picos de demanda evitados.

A equação 4.4 define este serviço:

$$Rt_e = \left[Cf_e \sum_{p=1}^P \sum_{t=1}^T \Delta P^D S(p, t) \right] (1 + WC_R)^N \quad (4.4)$$

em que:

Rt_e = é o retorno financeiro pelo serviço prestado na postergação de investimentos de expansão do sistema (U\$);

Cf_e = coeficiente de expansão sobre o pico de carga evitado, que dependerá do custo da expansão postergada, de outra forma representa um percentual do valor que deveria ser investido e que com o SAE não será necessário (\$/kW);

WC_R = WACC regulatório, é o custo médio ponderado do capital (*Weighted Average Cost of Capital*) reconhecido pelo órgão regulador e utilizado pelos operadores nas obras de ampliação (%);

N = número de anos que expansão foi postergada, considerando que o suporte do SAE pode evitar novos investimentos por diversos anos (anos);

T = horas de operações disponíveis do SAE;

P = potência disponível do SAE.

4.3.3 Perdas

O SAE também pode ser utilizado para redução de perdas no sistema, sendo acionado nos momentos de carga máxima e posteriormente carregado nos momentos de carga mínima, conforme equações 4.5 e 4.6 abaixo.

$$Rt_p = Cf_p \sum_{t=1}^T \text{máx}\{\Delta P^D S(t)\} Pr^D S - \text{mín}\{\Delta P^C S(t)\} Pr^C S \quad (4.5)$$

Ou de outra forma:

$$Rt_p = Cf_p \left\{ \sum_{t=1}^T \text{máx} \left\{ \sum_{i=1}^{N\text{Linhas}} R_i (I_i^o - I_i^S)(t) \right\} Pr^D S \right. \\ \left. - \text{mín} \left\{ \sum_{i=1}^{N\text{Linhas}} R_i (I_i^S - I_i^o)(t) \right\} Pr^C S \right\} \quad (4.6)$$

em que:

Rt_p = é o retorno financeiro pelo serviço prestado na redução das perdas do sistema (U\$);

Cf_p = coeficiente de perdas evitadas que representa o valor financeiro evitado das perdas, que neste trabalho é de 50% do valor médio do MWh praticado no mercado de energia (%);

$\Delta P^D S(t)$ = redução de perdas com a descarga do SAE no sistema (MWh);

$Pr^D S$ = preço da energia no período da descarga do SAE (U\$/MWh);

$\Delta P^C S(t)$ = aumento de perdas com a carga do SAE no sistema (MWh);

$Pr^C S$ = preço da energia no período da carga do SAE (U\$/MWh);

R_i = resistências associadas à linha/transformador i (Ω);

I_i^S = corrente no elemento i no momento da atividade do SAE na carga e descarga (A);

I_i^o = corrente no elemento i do sistema original sem atuação do SAE (A);

T = horas de operações disponíveis do SAE.

4.3.4 Reativos

Outro uso importante do SAE é sua capacidade de absorção ou injeção de reativos no sistema de acordo com a necessidade deste, conforme equações 4.7 e 4.8 abaixo.

$$\text{Se } Cq(t) \geq 0 \quad (4.7)$$

Assim:

$$Rt_r = \sum_{t=1}^T (Cq^i(t) \lambda_q^i) + (Cq^c(t) \lambda_q^c) \quad (4.8)$$

em que:

Rt_r = é o retorno financeiro pelo serviço de injeção ou absorção de reativos no sistema (U\$);

$Cq(t)$ = compensação reativa oriunda do SAE (kvar);

$Cq^i(t)$ = compensação reativa indutiva do SAE (kvar);

$Cq^c(t)$ = compensação reativa capacitiva do SAE (kvar);

λ_q^i = valor do serviço de absorção de reativos (U\$/kvar);

λ_q^c = valor do serviço de injeção de reativos (U\$/kvar);

T = horas de operações disponíveis do SAE.

4.3.5 Penalidades

Considerando os benefícios e serviços que o SAE pode promover ao sistema é importante garantir incentivos para que ele esteja disponível o maior tempo possível através dos retornos mapeados e ao mesmo tempo penalizar aqueles com indisponibilidade conforme a equação 4.9.

$$Pn_I = Cf_I \sum_{t=1}^T \Delta PSI(t) \Delta f(t) \quad (4.9)$$

em que:

Pn_l = é a penalidade pela indisponibilidade do SAE no sistema (U\$);

Cf_l = coeficiente de penalidade da indisponibilidade do SAE, correspondendo a um valor de punição para o SAE que quando solicitado não esteve disponível (\$/MWh);

$\Delta PSI(t)$ = diferença entre capacidade disponível e contratada do SAE e a capacidade realmente disponibilizada (MW);

$\Delta f(t)$ = proporção de tempo indisponível do SAE (horas);

T = horas de operações disponíveis do SAE.

4.4 POLÍTICAS REGULATÓRIAS: MERCADO E DESPACHO DE ENERGIA

4.4.1 Suporte a Imprevisibilidade de Geração ou Regulação de Frequência

Também é possível através de relações bilaterais que o SAE preste serviço exclusivamente a um sistema gerador, quando sua geração prevista e negociada no mercado for inferior ao que de fato for gerado, conforme equações 4.10 e 4.11 abaixo.

$$Rt_{SG} = \sum_t^T (P^P(t) - P^R(t)) \lambda_{sp}(t) \quad (4.10)$$

podendo estar condicionada a:

$$P^P < P^R \quad (4.11)$$

em que:

Rt_{SG} = retorno financeiro sobre serviço de suporte geração (U\$);

$P^P(t)$ = potência prevista em uma fonte de geração (MWh);

$P^R(t)$ = potência injetada pela fonte de geração (MWh);

$\lambda_{sp}(t)$ = preço no mercado spot da energia injetada (U\$/MWh);

T = horas de operações disponíveis do SAE.

4.4.2 Suporte Geral ao Sistema

Também é possível prestar o mesmo serviço de suprimento de carga ao sistema como um todo, conforme equação 4.12.

$$Rt_{SS} = \sum_{t=1}^T (P^{exc}(t) + P^{def}(t)) \lambda_{sc}(t) Cf_{SS} - \sum_{t=1}^T P^{exc}(t) \lambda_{sct}(t) + \sum_{t=1}^T P^{def}(t) \lambda_{sct}(t) \quad (4.12)$$

em que:

Rt_{SS} = retorno financeiro sobre serviço de suporte ao sistema (U\$);

Cf_{SS} = coeficiente de serviço prestado ao sistema, representando o ajuste de frequência ao sistema na ausência de geração ou estabilidade momentânea do sistema (%);

$P^{exc}(t)$ = potência excedente no sistema, geração acima do previsto. SAE absorve potência no tempo (MWh);

$P^{def}(t)$ = potência deficitária no sistema, geração abaixo do previsto. SAE injeta potência no tempo (MWh);

$\lambda_{sc}(t)$ = preço da energia no mercado secundário ou de compensações de curto prazo (U\$/MWh);

$\lambda_{sct}(t)$ = preço de energia no mercado terciário ou secundário diferenciado (U\$/MWh);

T = horas de operações disponíveis do SAE.

4.4.3 Mercado de Energia Primário

Por fim, considerando todas as intervenções do SAE no sistema é necessário contabilizar sua energia de acordo com o mercado horário do período e momento utilizado, conforme equação abaixo. Isso poderá ocorrer em função das intervenções anteriores ou somente para realizar arbitragem no mercado de energia, ou seja, absorvendo energia com preços baixos e injetando energia com preços elevados.

$$Rt_M = \sum_{t=1}^T [Pr^D S(t) E^D S(t)] - [Pr^C S(t) E^C S(t)] \quad (4.13)$$

em que:

Rt_M = retorno financeiro no mercado de energia do SAE na compra e venda de energia (U\$);

t = hora do dia (horas);

$Pr^D S(t)$ = preço da energia no mercado primário na descarga do SAE na hora t (U\$/MWh);

$E^D S$ = Energia descarregada pelo SAE na Hora t (MWh);

$Pr^C S$ = preço da energia no mercado primário na carga do SAE na hora t (U\$/MWh);

$E^C S$ = Energia carregada pelo SAE na Hora t (MWh).

4.5 MODELO COMPLETO DE RECEITAS POSSÍVEIS

Por fim, o modelo final de análise deve considerar todas as restrições apresentadas e os retornos sobre cada serviço prestado pelo SAE ao sistema ou de ganhos no mercado de energia.

Assim, pode-se definir que o retorno total será tal como na equação abaixo, sendo a primeira parcela referente aos serviços prestados ao sistema e a segunda de sua atuação no mercado de energia:

$$F_{(t)} = (Rt_c + Rt_e + Rt_p + Ret_r - Pn_l) + (Rt_{SG} + Rt_{SS} + Rt_M) \quad (4.14)$$

em que:

$F_{(t)}$ = retorno financeiro total considerando a remuneração de todos os serviços.

Porém, deve-se incluir a análise do arranjo regulatório em avaliação, ou seja, se cada item está previsto na legislação vigente ou não, o que poderá reduzir as receitas do SAE de forma geral.

Pode-se definir tal arranjo regulatório da seguinte forma para o sistema em análise, considerando ou não a existência de cada uma das normas regulatórias:

μ_c = norma regulatória para serviço de redução do carregamento;

μ_e = norma regulatória para serviço de postergação de investimentos de expansão;

μ_p = norma regulatória para serviço de redução perdas;

μ_r = norma regulatória para serviço de compensação de reativos;

μ_{Pnl} = norma regulatória para penalização da indisponibilidade do SAE;

μ_{SG} = norma regulatória para suporte à geração de energia;

μ_{SS} = norma regulatória para suporte ao sistema;

μ_M = norma regulatória que preveja a existência de mercado horário.

Definindo cada μ como 1 onde há esta regulamentação e 0 quando não há esta norma, o que leva a exclusão desta parcela da equação.

Desta forma, o problema passa a ser o dado pela equação 4.15:

$$F_{(t)} = [(\mu_c R t_c) + (\mu_e R t_e) + (\mu_p R t_p) + (\mu_r R t_r) - (\mu_{Pnl} P n_I)] + [(\mu_{SG} R t_{SG}) + (\mu_{SS} R t_{SS}) + (\mu_M R t_M)] \quad (4.15)$$

Sujeito às restrições:

$$(V_{iSAE} \wedge C_{SAE}) \quad (4.16)$$

Considerando o sistema de equações completo tem-se por fim:

$$\begin{aligned}
F(t) = & \left\{ \left[\mu_c C f_c \sum_{p=1}^P \sum_{t=1}^T \Delta P^D S(p, t) T^D S(p, t) \right] + \left[\mu_e \left[C f_e \sum_{p=1}^P \sum_{t=1}^T \Delta P^D S(p, t) \right] (1 + W C_R)^N \right] \right. \\
& + \left[\mu_p C f_p \sum_{t=1}^T \max\{\Delta P^D S(t)\} Pr^D S - \min\{\Delta P^C S(t)\} Pr^C S \right] \\
& + \left[\mu_r \sum_{t=1}^T (C q^i(t) \lambda_q^i + (C q^c(t) \lambda_q^c)) \right] - \left[\mu_{Pnl} C f_l \sum_{t=1}^T \Delta P S I(t) \Delta f(t) \right] \left. \right\} \\
& + \left\{ \left[\mu_{SG} \sum_t (P^P(t) - P^R(t)) \lambda_{sp}(t) \right] \right. \\
& + \left[\mu_{SS} \sum_{t=1}^T (P^{exc}(t) + P^{def}(t)) \lambda_{sc}(t) C f_{SS} - \sum_{t=1}^T P^{exc}(t) \lambda_{sct}(t) \right. \\
& \left. \left. + \sum_{t=1}^T P^{def}(t) \lambda_{sct}(t) \right] + \left[\mu_M \sum_{t=1}^T [Pr^D S(t) E^D S(t)] - [Pr^C S(t) E^C S(t)] \right] \right\}
\end{aligned} \tag{4.17}$$

Sujeito às restrições:

$$\left\{ \begin{array}{l} V_{min} \leq V_i^S \leq V_{max}, \text{ se } V_{min} \leq V_i^o \leq V_{max} \\ V_i^o \leq V_i^S \leq V_{max}, \text{ se } V_i^o < V_{min} \\ V_{min} \leq V_i^S \leq V_i^o, \text{ se } V_{max} < V_i^o \\ \wedge \\ [C_i^S \leq C_i^m, \text{ se } C_i^o \leq C_i^m] \\ [C_i^S \leq C_i^o, \text{ se } C_i^m < C_i^o] \end{array} \right\} \tag{4.18}$$

Onde o objetivo é buscar o máximo de receitas possíveis e assim determinar o valor máximo de investimento que o SAE poderá ter considerando este fluxo de caixa total.

4.6 MODELO PARA INVESTIMENTOS

Determinada a formulação de receitas possíveis é necessário considerar como será realizada esta avaliação, conforme descrito a seguir.

4.6.1 Custos de Investimento e de Operação

Considerando todas as possíveis funções do SAE é importante modelar suas despesas em função de seus valores de investimentos iniciais e de seus custos para

sua operação e manutenção, que irão variar conforme a capacidade máxima de carga e descarga e sua capacidade de armazenamento de energia, conforme equações abaixo.

$$C_T = \text{mín}\{C_{In} + C_O\} \quad (4.19)$$

Sendo que:

$$C_{In} = \sum_{k=1}^N (\eta_p P_k + \eta_E E_k) \quad (4.20)$$

em que:

C_T = custo total do SAE (U\$);

C_{In} = custo do investimento inicial para instalação do SAE (U\$);

C_O = valores anuais de manutenção e operação do SAE (U\$);

N = nº de unidades por SAE (quantidade);

η_p = custo por kW (U\$/kW);

P_k = potência instalada total (kW);

η_E = custo por kWh (U\$/kWh);

E_k = capacidade energia (kWh).

Desta forma, ainda que o valor necessário para dimensionar o SAE seja seu custo total, em geral tem-se como referencias os custos por kW e por kWh. E considerando que o Custo de Operação (C_O) é referenciado em função do valor do Custo do Investimento Inicial (C_{In}), conforme capítulo 3, o investimento total também pode ser representado como uma função apenas deste investimento inicial já tendo inserido em seu valor o custo de operação no tempo.

Neste aspecto uma grande dificuldade é definir valores padrões para os investimentos necessários para a instalação de SAEs, dado a grande variabilidade destes valores conforme ilustrado no capítulo 3. Por tanto, para referência de viabilidade de investimentos adotou-se dois limites que permitiriam a instalação de SAEs, conforme abaixo e utilizando as referências mapeadas:

- Limite 1: valores que permitiriam a instalação de tecnologias já comerciais e maduras, com um valor de referência de 700 U\$ para cada 1 kW de potência e 1 kWh de armazenamento;
- Limite 2: valores que poderiam viabilizar novas tecnologias e que ainda não são comerciais, com um valor de referência de 1.500 U\$ para cada 1 kW de potência e 1 kWh de armazenamento.

Assim a análise de viabilidade se dará a partir destes limites e sem associar a uma tecnologia em específico.

4.6.2 Cenários Normativos Possíveis

Considerando que nem sempre todas as políticas regulatórias estarão vigentes é importante definir diversos cenários, desde um onde haja apenas uma política em funcionamento ou duas, ou até um em que haverá todas as políticas possíveis em funcionamento, sendo que neste trabalho são oito políticas regulatórias possíveis.

A quantidade de cenários possíveis é obtida por uma análise combinatória, considerando que a população total de elementos (normas regulatórias vigentes) é fixa e igual a 8, e o número de elementos combinados podem ser de 1 até 8, conforme abaixo.

$$Cenários = \sum_{p=1}^8 \frac{n!}{p! (n-p)!} \quad (4.21)$$

onde:

n = número total de políticas regulatórias em análise, ou seja, 8;

p = número de políticas regulatórias combinadas por análise, podendo variar de 1 a 8.

Ou seja:

$$Cenários = \sum_{p=1}^8 \frac{8!}{p! (8-p)!} = 8 + 28 + 56 + 70 + 56 + 28 + 8 + 1 = 255 \quad (4.22)$$

Logo, será necessário avaliar 255 combinações de cenários regulatórios possíveis em cada simulação. Ou seja, para um mesmo investimento haverá a possibilidade de haver 255 cenários de receitas possíveis, sendo que em cada cenário valores diversos de WACC e impostos poderão influenciar a receita total final ainda. Considerando que todas as políticas regulatórias já tiveram seus resultados financeiros simulados e aferidos, a análise de cada um dos 255 cenários ocorre de forma individualizada considerando os respectivos ganhos financeiros de cada arranjo regulatório.

4.6.3 Custo Médio Ponderado de Capital (WACC)

A definição do WACC (*Weighted Average Cost of Capital*) corresponde ao custo do capital de uma empresa para realizar os aportes financeiros necessários para concretizar a construção do investimento em análise.

Para setores não regulados o valor de referência dependerá da estrutura de capital de cada empresa, podendo se alterar significativamente. Já para setores regulados em geral utiliza-se a mesma avaliação, porém considera-se o custo médio do setor como um todo.

Além da estrutura de cada empresa também é item importante o risco associado a cada país em análise, onde se espera que em países considerados mais arriscados tenham um custo de capital mais elevado quando comparados a países menos arriscados.

De forma geral este valor pode ser definido conforme abaixo.

$$WACC = \frac{P}{P + D} K_p + \frac{D}{P + D} K_D (1 - T) \quad (4.23)$$

onde:

$WACC$ = custo médio ponderado de capital (%);

K_p = custo de capital próprio (%);

K_D = custo da dívida (%);

P = capital próprio (US\$);

D = capital de terceiros ou dívida (US\$);

T = alíquota tributária marginal efetiva (%).

Sendo que:

$$K_P = r_f + \beta(r_m - r_f) \quad (4.24)$$

$$K_D = r_f + r_c \quad (4.25)$$

onde:

r_f = taxa de retorno do ativo livre de risco (%);

β = beta da ação (%), que mede a sensibilidade de um ativo ou ação em relação ao comportamento do mercado ou setor;

r_m = taxa de retorno do mercado (%);

r_c = risco de crédito da empresa (%).

Destacando que para novos negócios e setor com regulação muito prematura, a percepção de risco do mercado é mais acentuada e não tão objetiva, ocasionando um acréscimo em seu WACC e podendo ser de diversos níveis.

Dado a interdependência do valor de WACC com fatores externos e muitas vezes com interferência pelo regulador limitada, este valor será modificado e testado em diversos níveis, pois dependendo do nível de risco associado ao negócio de construção e operação de SAEs o valor de WACC poderá variar consideravelmente.

Ainda há que se considerar que algumas análises utilizam como referência uma comparação entre a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) e da Taxa Interna de Retorno (TIR), porém em geral são valores arbitrados e considerados fixos, o que não é uma avaliação razoável conforme descrito anteriormente.

4.6.4 Taxa de Impostos

Outro aspecto importante na avaliação é a taxa de impostos que pode incidir sobre as operações de SAE, pois além de variar muito entre regiões, ela pode ser o ponto crucial para viabilizar ou não suas operações e também ser um meio de alguma ação do poder executivo ou legislativo local, com o suporte do órgão regulador, para reduzir seus valores e alavancar sua expansão.

Considera-se neste trabalho a tributação final efetiva sobre as operações financeiras do SAE. Sendo o fluxo de caixa a soma de todas as entradas financeiras da operação menos seus custos operacionais, deverão ser considerados os impostos de operação deste tipo de negócio, tal que:

$$F_{R(t)} = (1 - Tx)F_{(t)} \quad (4.26)$$

onde:

$F_{R(t)}$ = fluxo de caixa anual (entradas de valores) real ou ajustado (U\$);

Tx = tributação marginal efetiva líquida do setor (%);

$F_{(t)}$ = fluxo de caixa anual considerando as entradas originais dos valores (U\$).

4.6.5 Investimento Máximo Possível

A análise clássica de viabilidade de investimentos pode ser mensurada por diversos métodos, sendo que um dos mais usuais é através da Taxa Interna de Retorno (TIR) do projeto.

A TIR é utilizada para calcular a taxa de desconto que um determinado fluxo de caixa deveria ter para que seu Valor Presente Líquido (VPL) seja igual a zero, de outra forma pode ser chamada de taxa de investimento. Uma TIR adequada é aquela que for igual ou maior a TMA que representa o mínimo retorno que um investidor aceita possuir em um investimento, considerando os riscos associados a este tipo de negócio.

Para setores regulados, a rentabilidade mínima pode ser definida como o WACC regulatório do setor, que é um percentual determinado pelo órgão regulador considerando critérios pré-definidos. Assim, sendo um investimento regulado com TIR definida através de um WACC regulatória conhecido, calcula-se o VPL do projeto de modo que:

$$VPL = 0 = -C_{in} + \sum_{t=1}^N \frac{F_{R(t)}}{(1 + TIR)^t} \geq 0 \quad (4.27)$$

Sendo que:

$$TIR \geq TMA \quad (4.28)$$

onde:

VPL = Valor Presente Líquido (U\$);

TIR = Taxa Interna de Retorno (%);

TMA = Taxa Mínima de Atratividade (%);

t = n° de anos em operação (anos);

$F_{R(t)}$ = fluxo de caixa anual (entradas de valores) real ou ajustado (U\$).

Porém, o que se propõe como objetivo final da análise não é determinar a TIR adequada ou análise de um VPL positivo considerando um WACC pré-definido. O objetivo é justamente variar o WACC possível e buscar um investimento considerando os valores de fluxos de caixas definidos para cada cenário regulatório. Ou seja, a resposta final para cada avaliação será um valor de investimento, conforme abaixo.

$$C_{in} = \sum_{t=1}^N \frac{F_{R(t)}}{(1 + WACC)^t} \quad (4.29)$$

Desta forma, busca-se definir um valor limite para que o investimento seja viável, ou seja, determinar o valor de investimento máximo possível. Isso representa que para qualquer valor de investimento acima desse valor o negócio se tornará inviável, e qualquer valor abaixo desse limite o ativo irá produzir resultados positivos.

Assim, é possível determinar em que cenários a instalação do SAE será viável ou não, considerando o arranjo regulatório proposto em que não há violação de nenhuma restrição e com base em diversos valores de WACC e taxa de imposto sobre o fluxo financeiro total.

4.7 CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO

Este capítulo apresentou a arquitetura da metodologia proposta, que tem como objetivo fazer uma análise da viabilidade da instalação de novos SAEs em sistemas de distribuição. Para isto são desenvolvidas algumas etapas.

A primeira delas consiste em fazer uma avaliação técnica para garantir que a operação do SAE não irá provocar nenhuma violação de tensão ou carregamento no sistema de distribuição em que está instalado.

Em seguida são desenvolvidos meios de mensurar a remuneração dos serviços que o SAE pode promover ao sistema como um todo, através de suas operações de carga e descarga. Posteriormente, a remuneração que pode ser obtida através das intervenções no mercado de energia.

A próxima etapa da metodologia proposta está em estabelecer uma forma de mensurar qual seria o valor máximo possível de investimento considerando todas as entradas financeiras mapeadas.

Por fim, com todos os resultados financeiros estabelecidos é realizado uma avaliação da importância de cada política regulatória aplicada na viabilidade da instalação dos SAEs, através da sensibilidade destas na remuneração final de cada cenário.

5 ESTUDO DE CASO E ANÁLISE DE RESULTADOS

O estudo de caso para análise do melhor arranjo regulatório para inserção de SAEs é realizado para determinar quais são as políticas regulatórias e quais combinações destas, podem ser mais significativas e podem fomentar mais esses ativos em sistemas de distribuição.

A avaliação é realizada com base nos valores de referências regulatórias abordadas no capítulo 3 e na metodologia proposta no capítulo 4. Já para as simulações de rede é utilizado como caso base o sistema padrão de distribuição de energia denominado IEEE 34 barras. As principais particularidades deste sistema e suas configurações são detalhadas no Anexo A. De forma geral, este é um alimentador real, com uma tensão nominal de 24,9 kV e é caracterizado por dois reguladores de tensão ligeiramente carregados, um transformador em linha, cargas desequilibradas e capacitores em paralelo (*shunt*).

5.1 PREMISSAS ADOTADAS

Para as simulações foram adotadas algumas premissas, que ainda que não prejudiquem as respostas indicadas, seu destaque é pertinente para que seja possível a realização de estudos comparativos futuros. São premissas técnicas, regulatórias e econômicas baseadas principalmente nas referências mapeadas no capítulo 3, considerando dados reais de mercado.

As premissas técnicas são:

- Rendimento do SAE: rendimento total de 85%, sendo 95% na descarga e 90% na carga, que é a amplitude de cobertura da maioria das tecnologias que podem suprir os serviços estudados;
- Tamanho do SAE: foi arbitrado um valor de 100 kW de potência e capacidade de armazenamento de 100 kWh, pois são valores que englobam as principais tecnologias estudadas;
- Localização do SAE: será alocado na barra em que suprir o maior nível de perdas da rede testada para obter o melhor resultado financeiro da política regulatória relativa às perdas;
- Utilização do SAE: equipamento operando em 80% dos dias do ano;

- Tempo de uso do SAE: considerado a operação diária de 1 h para carga e 1 h para descarga para intervenção no mercado diário de energia;
- Indisponibilidade do SAE: considerado 4 interrupções não programadas por ano por um período de 1 hora cada;
- Suporte à Geração do SAE: suporte de 30 minutos em 50% dos dias do ano, com a recarga ocorrendo a preços médios;
- Suporte ao Sistema do SAE: suporte diário de 20 minutos por dia, com carga a preços médios.

As premissas regulatórias são destacadas abaixo e são para os serviços de:

- Alívio de Carregamento: valor de 116,11 U\$/kW por ano;
- Postergação de investimentos: valor de 43,75 U\$/kW por investimento postergado, por ano, corrigidos com um WACC de 4%;
- Redução de Perdas: 50% do valor de perda evitado, considerando o preço médio de energia de 31,202 U\$/MWh;
- Suporte de Reativos: valor 2,747 U\$/kvar por ano;
- Penalidades: 1,00 U\$/kWh para cada indisponibilidade não programada;
- Suporte à Geração: valor médio com terceiros de 75,79 U\$/kW por ano;
- Suporte ao Sistema: valor de 21,72 U\$/kW por ano para sistemas sem sobrecarga e de 79,92 U\$/kW por ano para aqueles com sobrecarga no curto prazo. Já para o longo prazo o valor usado é de 70,88 U\$/kW por ano, com carga a preços médios;
- Arbitragem no Mercado de Energia: considerando a operação diária, com carga no preço mínimo e descarga no preço máximo, para 80% dos dias em operação e reduzido 10% em função de ineficiências no modelo de previsão de preços da empresa.

Por fim, as premissas econômicas e financeiras são as que seguem:

- Vida Útil: 15 anos de operação para recuperação dos ativos investidos;
- Operação e Manutenção: valor de 2% por ano em relação ao investimento inicial;
- Reposição de Materiais: considerado valor de 30% em relação ao investimento inicial para reposição de peças e equipamentos que mantenham a vida útil e rendimentos dos equipamentos;

- SAE e Mercado de Energia: considera-se que as operações do SAE não influenciam os preços de mercado;
- Mercado de Energia: considerados os preços de energia médios aplicados no mercado da Califórnia de 2017, sem reduzir ou aumentar seus valores, mantendo as variações de preços e carga nos diversos cenários horários e diários;
- Inflação e Novas Tecnologias: não considerado aumento de custos pela inflação ou redução por novas tecnologias;
- Lucro: valor de 10% de retiradas por ano sobre o faturamento, como forma de remunerar o proprietário do ativo;
- WACC: considerado um range de 0% a 20%, ou seja, parte de um valor onde o custo do capital é totalmente subsidiado até um valor de negócios de risco elevados (variações de 1%);
- Impostos: considerando valor de 0% até 40%, ou seja, valores onde tais negócios são completamente isentos de impostos até situações de alta tributação (variações de 2%);
- Carga: crescimento de carga médio de 4% ao ano, durante o período analisado (crescimento em todas as barras e uniforme);
- Variação de Carga: patamar atual de carga do sistema é considerado a carga máxima do sistema, e variação de carga é com base em dados do mercado da Califórnia de 2017.

5.2 RESULTADOS DAS POLÍTICAS REGULATÓRIAS

Considerando as premissas e simulações mencionadas foram realizadas análises das combinações de todas as políticas regulatórias possíveis, promovendo ao todo 255 cenários, desde onde há apenas uma política vigente e até onde haverá todas as oito operando ao mesmo tempo.

Adicionalmente, avaliou-se para cada um dos cenários, outros sub cenários onde se testou a variação do WACC e a taxa de impostos, proporcionando para cada cenário outros 441 sub cenários para avaliação. Desta forma, ao todo se tem 112.455 possíveis configurações regulatórias para avaliação.

Destes 255 cenários possíveis, dado a análise combinatória adotada, cada política regulatória estará presente em 128 cenários deste total de 255, ou seja, estará presente em mais de 50% de todos os mais de 112 mil sub cenários em análise.

As políticas regulatórias são identificadas nas avaliações conforme tabela a seguir.

Tabela 5.1 – Identificadores das Políticas Regulatórias Avaliadas

Identificador	Política Regulatória (Serviços Prestados)
1	Redução de Carregamento
2	Postergação de Expansão do Sistema
3	Redução de Perdas
4	Injeção/Absorção de Reativos
5	Penalidades por Indisponibilidade
6	Suporte à Geração
7	Suporte ao Sistema
8	Arbitragem no Mercado de Energia

E para a análise de viabilidade de investimentos adotou-se dois limites ilustrados no capítulo:

- Limite 1: para tecnologias comerciais e com valor de referência de 700 U\$ para cada 1 kW de potência e 1 kWh de armazenamento;
- Limite 2: para novas tecnologias e com valor de referência de 1.500 U\$ para cada 1 kW de potência e 1 kWh de armazenamento.

Nos itens a seguir é apresentado o impacto que cada política gera ao ser inserida no arranjo regulatório atual, ou seja, quanto auxiliam a viabilizar novos investimentos em SAEs nos sub cenários em análise.

Para cada política regulatória, a análise correspondeu em avaliar quantos sub cenários dos cenários em que a política não estava presente tiveram sucesso em viabilizar tecnologias acima do limite 1 e assim, habilitando tecnologias já comerciais, e viabilizar tecnologias acima do limite 2 que além de habilitarem as tecnologias comerciais também podem viabilizar novas tecnologias ainda em amadurecimento. E posteriormente realizar a mesma avaliação para arranjos regulatórios em que política regulatória em análise estava presente e assim comparar qual o impacto que a entrada desta política regulatória promoveu no total de sub cenários viáveis para ambos os limites.

Para ilustrar as avaliações realizadas, em cada um dos subcapítulos seguintes realizou-se a análise de um cenário onde apenas a política em questão estava em operação como forma de demonstrar as avaliações realizadas destes 255 cenários e assim exemplificar o modelo de resultados estudados.

Por fim, os resultados de todos os cenários são apresentados no APÊNDICE A, de forma resumida e tabular, mas que também permitem uma avaliação ampla e completa de todos os 255 cenários avaliados. Neste apêndice são destacados para cada cenário a quantidade de sub cenários acima do limite 2 e do limite 1, além de apresentar a quantidade de sub cenários cujos valores ficaram a 80% do limite 1, ou seja, muito próximo do custo de tecnologias já comerciais e por fim é apresentado o número de sub cenários inviáveis.

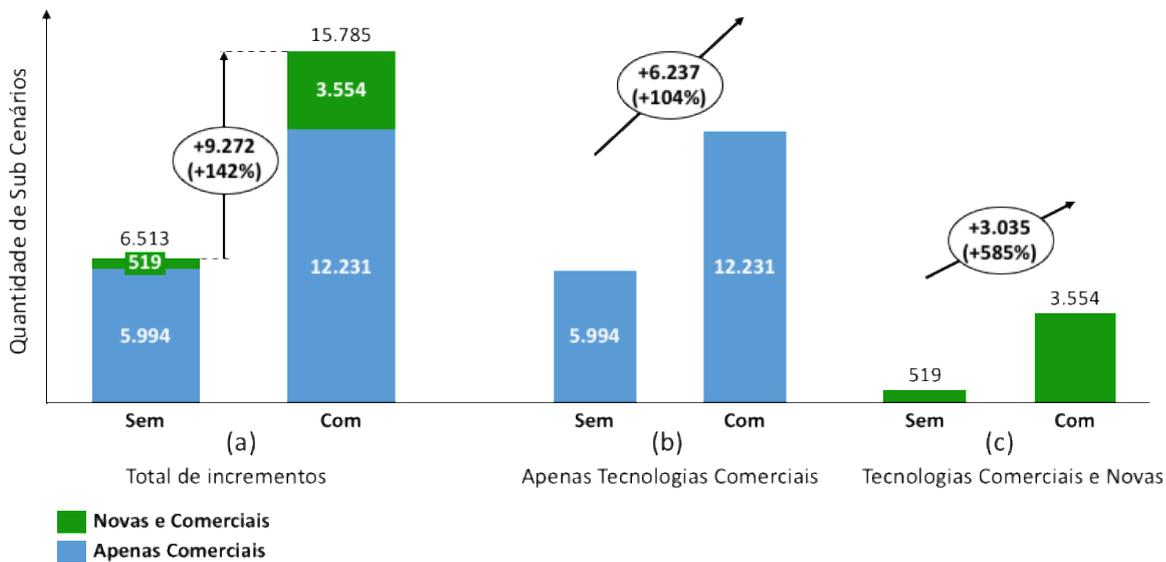
5.2.1 Aplicação da Política Regulatória 1: Redução de Carregamento

Conforme descrito em capítulos anteriores, tal serviço é utilizado para auxiliar sistemas com altos carregamentos ou até em sobrecarga a reduzir seus picos de demanda de forma a resguardar suas redes de energia.

Para esta política, a Figura 5.1 a seguir apresenta o incremento de sub cenários viáveis quando a política foi aplicada em comparação aos cenários sem esta política em operação. O que se observa nesta política é que:

- a) Total: incremento de 9.272 sub cenários que viabilizam tecnologias comerciais e novas tecnologias;
- b) Tecnologias Comerciais: avaliando apenas tecnologias acima do limite 1 houve um Incremento de 6.237 sub cenários em relação aos arranjos sem a política regulatória;
- c) Novas Tecnologias e Tecnologias Comerciais: incremento de 3.035 sub cenários capazes de viabilizar tecnologias acima dos limites 1 e 2.

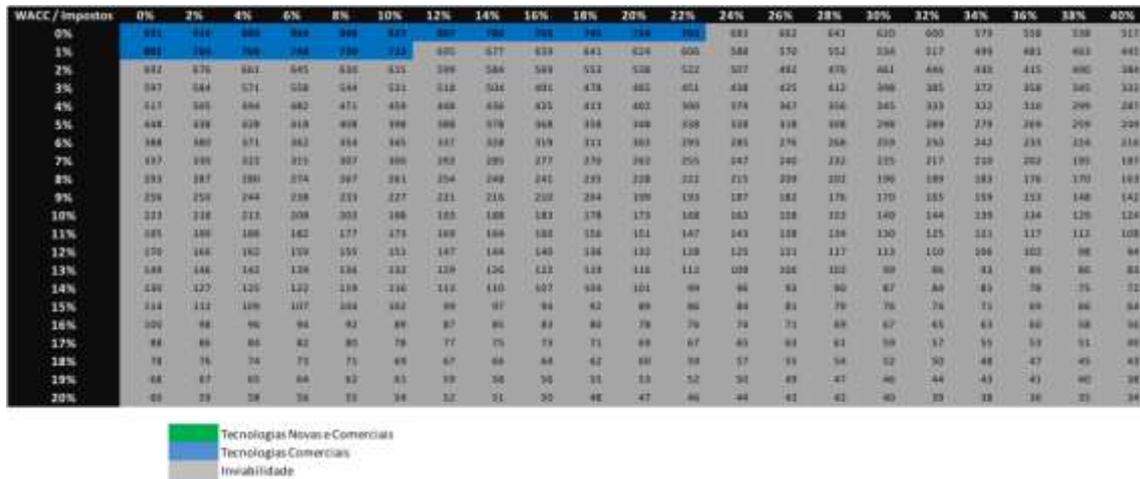
Figura 5.1 – Aplicação da Política Regulatória 1 – Redução de Carregamento



Fonte: Próprio autor.

Para demonstrar o que foi realizado em cada um dos 128 cenários em que esta política opera, uma análise possível é avaliar o cenário em que apenas esta política está em operação e neste cenário analisar os 441 sub cenário gerados pela variação de WACC e impostos. Assim pode-se verificar qual o investimento máximo possível em cada sub cenário para identificar a possibilidade de habilitar novas tecnologias, apenas tecnologias comerciais ou nenhuma destas. Na Figura 5.2 tem-se no eixo x a variação da taxa de impostos de 0% até 40% e no eixo y a variação de WACC de 0% até 20% e nas células principais o valor do investimento máximo possível em U\$/kW de potência e U\$/kWh de capacidade de armazenamento de energia com a devida identificação por cores.

Figura 5.2 – Cenário apenas com a Política Regulatória 1 – Redução de Carregamento



Fonte: Próprio autor.

Neste cenário em específico a avaliação é que apenas tecnologias comerciais poderiam ser viabilizadas, porém apenas para um WACC de 0%, limitado até 22% de impostos, ou ainda para um WACC de 1% com impostos até 10%. Ou de outra forma, dos 441 sub cenários existentes neste cenário apenas 18 seriam viáveis para tecnologias comerciais. E assim tal análise é realizada para todos os 128 cenários e arranjos regulatórios em que a política pode estar inserida, conforme resultados resumo apresentados na Figura 5.1.

5.2.2 Aplicação da Política Regulatória 2: Postergação de Expansão do Sistema

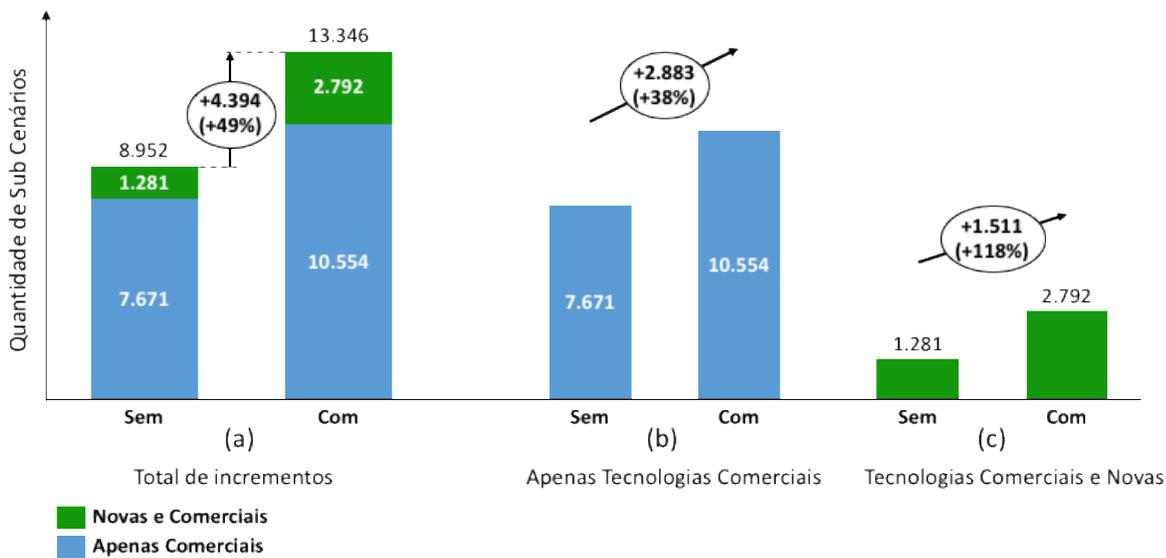
Este serviço é utilizado para auxiliar operadores de rede a postergarem novos investimentos em seus ativos através da redução de picos de demanda em determinados elementos da rede.

Para esta política a Figura 5.3 a seguir apresenta o incremento de sub cenários viáveis quando a política foi aplicada em comparação aos cenários sem esta política em operação. O que se observa é que:

- a) Total: incremento de 4.394 sub cenários que viabilizam tecnologias comerciais e novas tecnologias;

- b) Tecnologias Comerciais: avaliando apenas tecnologias acima do limite 1 houve um Incremento de 2.883 sub cenários em relação aos arranjos sem a política regulatória;
- c) Novas Tecnologias e Tecnologias Comerciais: incremento de 1.511 sub cenários capazes de viabilizar tecnologias acima dos limites 1 e 2.

Figura 5.3 – Aplicação da Política Regulatória 2 – Postergação de Expansão do Sistema



Fonte: Próprio autor.

Analisando o cenário em que apenas esta política está em operação, com as 441 combinações de WACC e impostos, não haveria nenhuma possibilidade de habilitar sequer tecnologias comerciais considerando os limites adotados. No melhor cenário onde o WACC e impostos são iguais a 0%, verifica-se que a viabilidade só ocorreria desde que o investimento máximo possível por kW de potência e por kWh de capacidade de armazenamento não ultrapasse o valor de U\$ 463, o que está abaixo dos limites adotados.

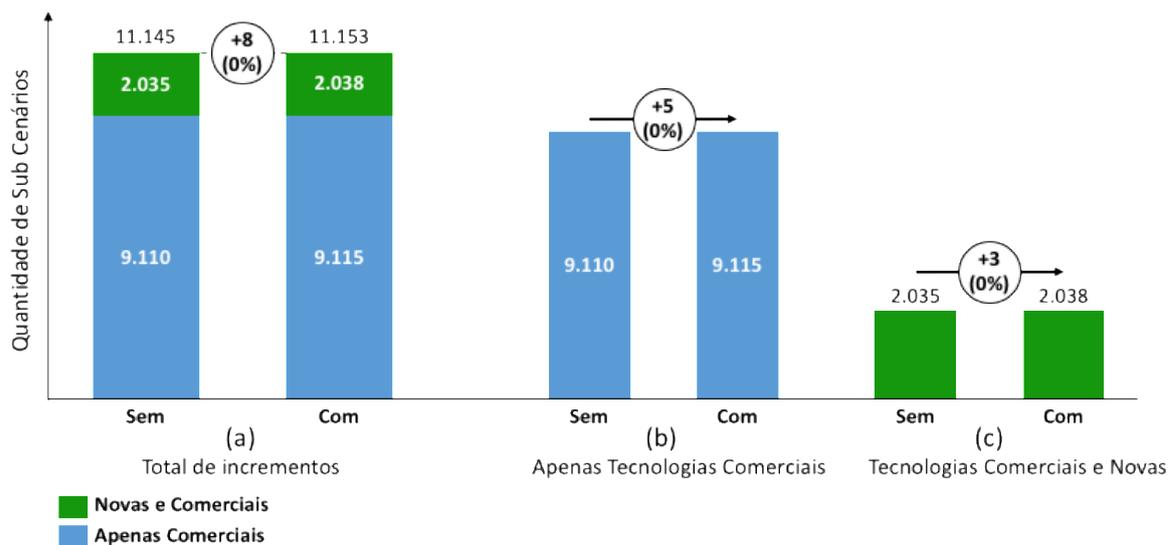
5.2.3 Aplicação da Política Regulatória 3: Redução de Perdas

Este serviço é utilizado para auxiliar operadores a reduzirem as perdas de energia em suas redes.

Para esta política, a Figura 5.4 a seguir apresenta o incremento de sub cenários viáveis quando a política foi aplicada em comparação aos cenários sem esta política em operação. O que se observa para esta política:

- Total: incremento de 8 sub cenários que viabilizam tecnologias comerciais e novas tecnologias;
- Tecnologias Comerciais: Avaliando apenas tecnologias acima do limite 1 houve um Incremento de 5 sub cenários em relação aos arranjos sem a política regulatória;
- Novas Tecnologias e Tecnologias Comerciais: Incremento de 3 sub cenários capazes de viabilizar tecnologias acima dos limites 1 e 2.

Figura 5.4 – Aplicação da Política Regulatória 3 - Redução de Perdas



Fonte: Próprio autor.

O que se observa é que neste cenário os ganhos financeiros com esta política são muito reduzidos, de modo que apenas sua aplicação não viabiliza qualquer possibilidade de instalação de SAE. Isso ocorreria somente se o investimento máximo possível por kW de potência e por kWh de capacidade de armazenamento não ultrapassasse o valor de U\$ 1, o que é um valor inexecuível. Logo, a forma como está definida esta política não estimula quaisquer inserções de SAEs.

Porém, tal valor poderá ser significativamente alterado dependendo do sistema em que estiver inserido e dos coeficientes utilizados. De outra forma, é

importante considerar que neste estudo de caso ao se utilizar a rede padrão IEEE 34 barras, no momento da descarga do SAE foi possível reduzir as perdas em 26,6 kW, porém ao se realizar a carga do SAE em período de menor carregamento, em função do incremento de carga oriundo do SAE as perdas foram incrementadas em 23,7 kW, ou seja, de fato houve a redução das perdas de apenas 2,9 kW e ao se considerar que apenas 50% desse benefício poderá ser alocado ao SAE, neste cenário tal política permite um incremento de receita de apenas U\$ 13,00 por ano, o que implica em sua inviabilidade ao ser analisado de forma isolada e na configuração proposta.

Adicionalmente, existem algumas alterações que poderiam impulsionar tal política regulatória sendo estas: a apropriação pelo SAE de um valor superior a 50% do ganho verificado; o uso do preço de energia de mercado ou algum preço de escassez em contraponto ao preço médio anual utilizado; uso do SAE em sistemas com perdas mais elevadas; entre outros.

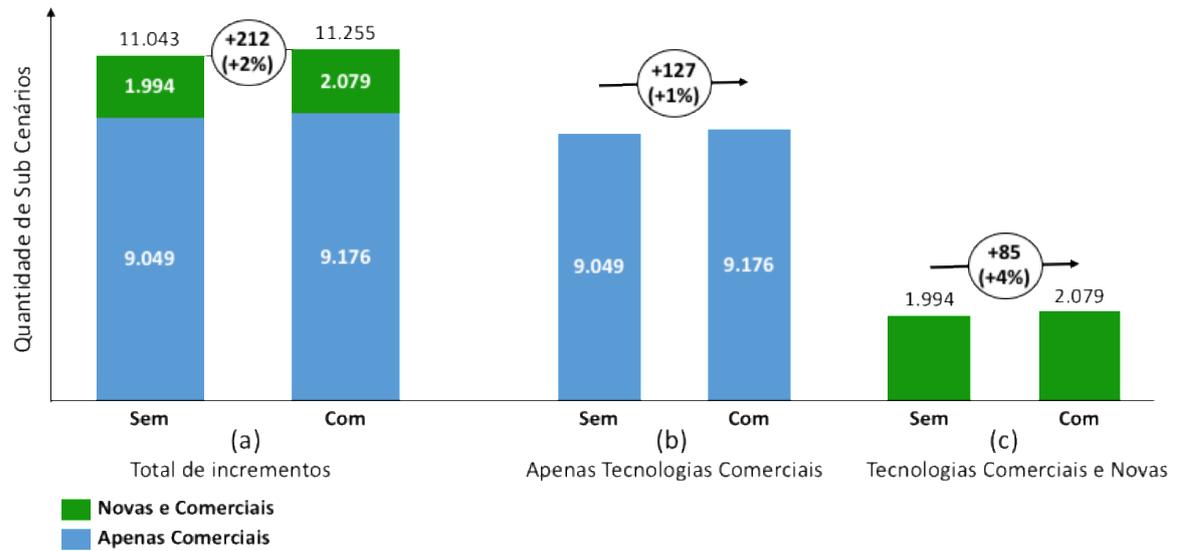
5.2.4 Aplicação da Política Regulatória 4: Injeção/Absorção de Reativos

Este serviço é utilizado quando o SAE for acionado para realizar compensações reativas nas redes de energia, disponibilizando uma determinada capacidade de potência reativa para este serviço.

Para esta política a Figura 5.5 a seguir apresenta o incremento de sub cenários viáveis quando a política foi aplicada em comparação aos cenários sem esta política em operação. O que se observa nesta política é que:

- a) Total: incremento de 212 sub cenários que viabilizam tecnologias comerciais e novas tecnologias;
- b) Tecnologias Comerciais: avaliando apenas tecnologias acima do limite 1 houve um Incremento de 127 sub cenários em relação aos arranjos sem a política regulatória;
- c) Novas Tecnologias e Tecnologias Comerciais: incremento de 85 sub cenários capazes de viabilizar tecnologias acima dos limites 1 e 2.

Figura 5.5 – Aplicação da Política Regulatória 4 - Injeção/Absorção de Reativos



Fonte: Próprio autor.

Assim como para perdas, neste cenário os ganhos financeiros com a política são extremamente reduzidos, inviabilizando qualquer tecnologia para instalação de SAE, pois isso ocorreria somente se o investimento máximo possível por kW de potência e por kWh de capacidade de armazenamento não ultrapassasse o valor de U\$ 22. Tal valor deve-se essencialmente ao modelo de contratação atualmente existente, onde o SAE recebe um valor fixo por disponibilidade anual de apenas 2,747 U\$/kvar independente do tempo realmente utilizado, desta forma para este estudo de caso isso promove uma receita potencial de apenas U\$ 261,00 por ano, o que implica em sua inviabilidade ao ser analisado isoladamente.

Uma forma de estimular os benefícios de tal política regulatória seria um modelo que considere um valor por tempo de uso do SAE para o serviço de reativos, ou seja, um contrato que pondere além de sua potência disponibilizada as horas de uso de fato utilizadas. Adicionalmente, também seria possível considerar valores de reativos de mercado, ou de outra forma, considerar preços de reativos variáveis em função da dinâmica da operação existente em cada sistema e mercado de energia.

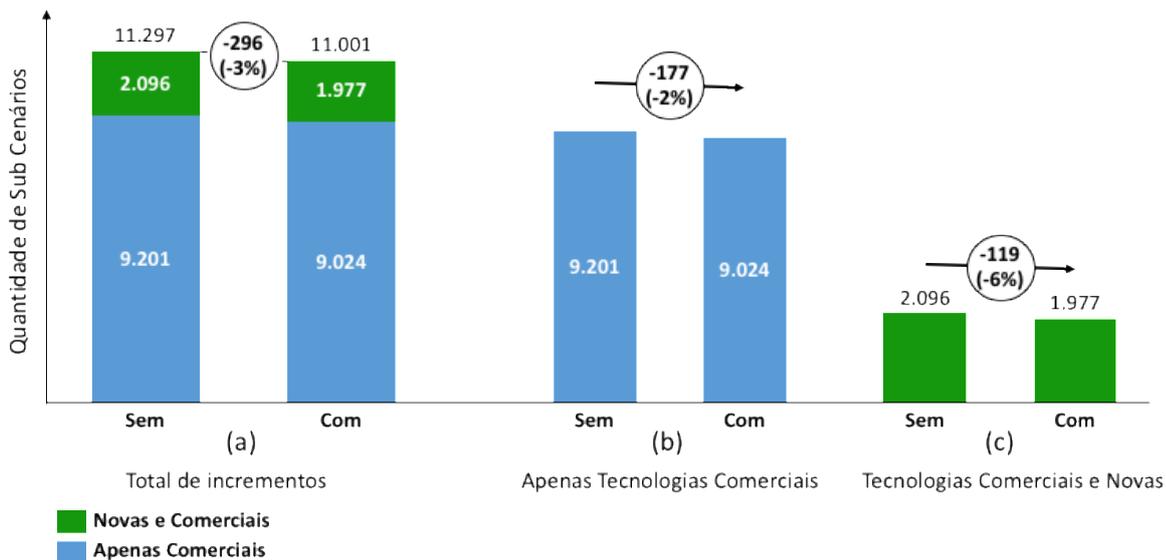
5.2.5 Aplicação da Política Regulatória 5: Penalidades por Indisponibilidade

Conforme descrito em capítulos anteriores, este item trata de uma norma de regulamentação da qualidade do SAE e de seu serviço prestado, sendo mensurado pela sua capacidade de se manter disponível ao sistema

Para esta política a Figura 5.6 a seguir apresenta quanto tal política é determinante para reduzir os sub cenários de viabilidade de novos SAEs, considerando que para esta política haverá um decréscimo de receitas. O que se observa nesta política é que quando aplicada tem-se os seguintes resultados:

- Total: redução de 296 sub cenários que viabilizam tecnologias comerciais e novas tecnologias;
- Tecnologias Comerciais: avaliando apenas tecnologias acima do limite 1 houve uma redução de 177 sub cenários em relação aos arranjos sem a política regulatória;
- Novas Tecnologias e Tecnologias Comerciais: redução de 119 sub cenários capazes de viabilizar tecnologias acima dos limites 1 e 2.

Figura 5.6 – Aplicação da Política Regulatória 5 - Penalidades por Indisponibilidade



Fonte: Próprio autor.

Para esta política em si não há motivos para analisar um cenário em que apenas ela está em operação, pois trata-se de política de penalidade à

indisponibilidade do SAE, podendo apenas gerar perdas aos proprietários destes ativos. Portanto, tal regra só pode ser ativada em um mercado já maduro, visando estimular a entrada ou permanência de tecnologias com maior confiabilidade.

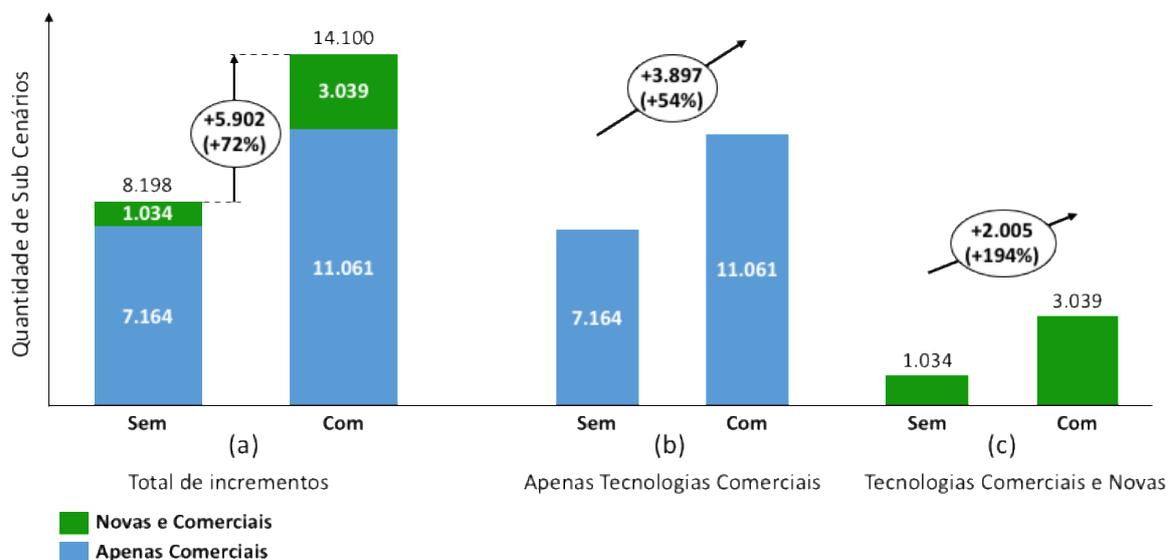
5.2.6 Aplicação da Política Regulatória 6: Suporte à Geração

Este serviço trata de contratos entre geradores e SAEs, disponibilizando o SAE para fazer frente a indisponibilidades temporárias de fontes de geração, suprimindo sua energia ofertada em momentos de ausência de sua geração.

Para esta política a Figura 5.7 a seguir apresenta o incremento de sub cenários viáveis quando a política foi aplicada em comparação aos cenários sem esta política em operação. O que se observa nesta política é que:

- Total: incremento de 5.902 sub cenários que viabilizam tecnologias comerciais e novas tecnologias;
- Tecnologias Comerciais: avaliando apenas tecnologias acima do limite 1 houve um Incremento de 3.897 sub cenários em relação aos arranjos sem a política regulatória;
- Novas Tecnologias e Tecnologias Comerciais: incremento de 2.005 sub cenários capazes de viabilizar tecnologias acima dos limites 1 e 2.

Figura 5.7 – Aplicação da Política Regulatória 6 - Suporte à Geração



Fonte: Próprio autor.

Neste cenário em que há somente esta política em operação verifica-se também a inviabilidade de habilitar quaisquer tecnologias de SAE, sendo que o melhor sub cenário ocorreria quando o WACC e impostos forem iguais a 0% e assim a viabilidade só ocorreria desde que o investimento máximo possível por kW de potência e por kWh de capacidade de armazenamento não ultrapassasse o valor de U\$ 618, que está abaixo dos limites adotados, porém muito próximo do valor de U\$ 700 adotado como referência.

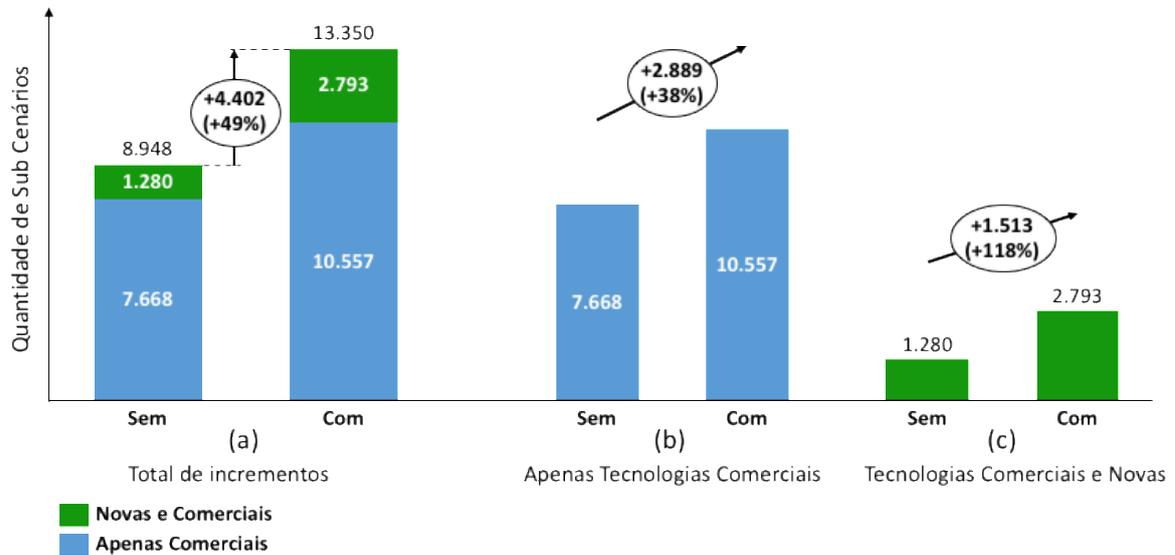
5.2.7 Aplicação da Política Regulatória 7: Suporte ao Sistema

Conforme descrito anteriormente, este serviço trata de contratos entre operadores de redes e SAEs, de forma a disponibilizar o SAE para suprir indisponibilidades momentâneas ou temporárias do sistema.

Para esta política a Figura 5.8 a seguir apresenta o incremento de sub cenários viáveis quando a política foi aplicada em comparação aos cenários sem esta política em operação. O que se observa nesta política é que:

- a) Total: incremento de 4.402 sub cenários que viabilizam tecnologias comerciais e novas tecnologias;
- b) Tecnologias Comerciais: avaliando apenas tecnologias acima do limite 1 houve um Incremento de 2.889 sub cenários em relação aos arranjos sem a política regulatória;
- c) Novas Tecnologias e Tecnologias Comerciais: incremento de 1.513 sub cenários capazes de viabilizar tecnologias acima dos limites 1 e 2.

Figura 5.8 – Aplicação da Política Regulatória 7 - Suporte ao Sistema



Fonte: Próprio autor.

Neste cenário em análise também se verifica a inviabilidade de habilitar quaisquer tecnologias de SAE, sendo que o melhor sub cenário ocorreria somente quando o WACC e impostos estivessem em 0% e desta forma somente se o investimento máximo possível por kW de potência e por kWh de capacidade de armazenamento seria viável caso não ultrapassasse o valor de U\$ 464, que está abaixo dos limites adotados.

5.2.8 Aplicação da Política Regulatória 8: Arbitragem no Mercado de Energia

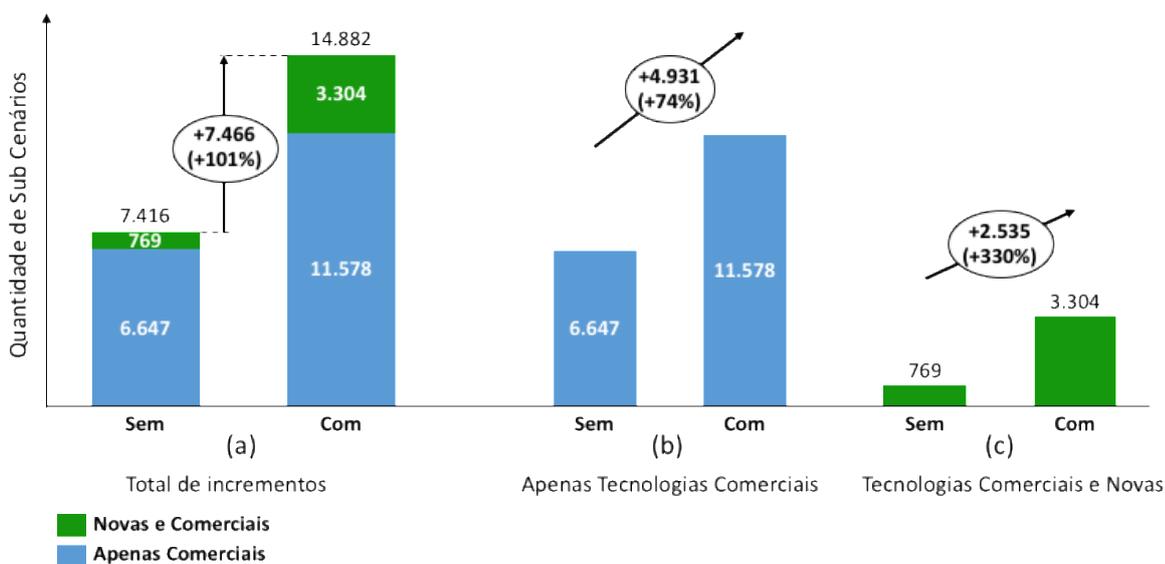
Este serviço corresponde a atuação do SAE no mercado de energia primário, permitindo ao SAE comprar energia em horários com preços reduzidos e vendendo energia em horários com preços elevados.

Para esta política a Figura 5.9 a seguir apresenta o incremento de sub cenários viáveis quando a política foi aplicada em comparação aos cenários sem esta política em operação. O que se observa nesta política é que:

- a) Total: incremento de 7.466 sub cenários que viabilizam tecnologias comerciais e novas tecnologias;

- b) Tecnologias Comerciais: avaliando apenas tecnologias acima do limite 1 houve um Incremento de 4.931 sub cenários em relação aos arranjos sem a política regulatória;
- c) Novas Tecnologias e Tecnologias Comerciais: incremento de 2.535 sub cenários capazes de viabilizar tecnologias acima dos limites 1 e 2.

Figura 5.9 – Aplicação da Política Regulatória 8 - Arbitragem no Mercado de Energia



Fonte: Próprio autor.

Neste cenário em específico é possível verificar a viabilidade tecnologias comerciais, porém desde que o WACC seja igual a 0% e com impostos limitados até 8%, permitindo investimentos máximos de U\$ 702 até U\$ 771.

5.3 ANÁLISE DOS RESULTADOS

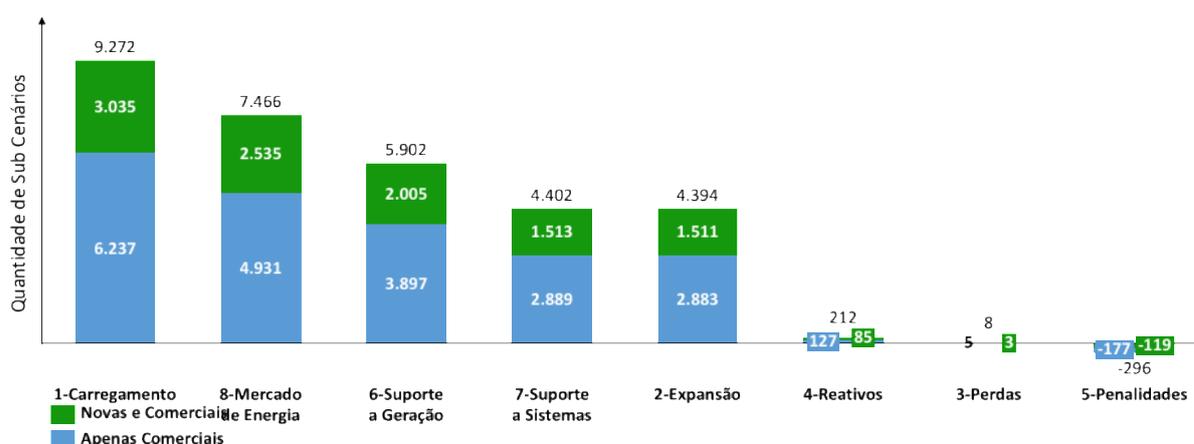
5.3.1 Análise das Políticas Regulatórias

De forma geral, a análise do cenário em que apenas uma política estará em operação não é promissor, pois implica em apenas uma oportunidade de geração de receitas para possibilitar a viabilização de instalação de SAEs. De qualquer forma, a inserção de tal análise é pertinente para evidenciar tal conclusão e também para demonstrar como foram realizadas as avaliações neste estudo.

Já a análise comparativa de todos os sub cenários considerando a participação ou não da política no arranjo regulatório em avaliação é mais promissora, pois permite avaliar de forma ampla o real impacto desta política em diversos cenários regulatórios e de valores diversos de WACC e impostos.

Verifica-se que para qualquer política em análise, a sua inserção em um arranjo regulatório já estabelecido sempre irá exercer influência nos resultados financeiros e conseqüentemente na viabilidade de instalação de SAEs. Porém, analisando todas as oito políticas regulatórias deste trabalho o que se observou é que existem determinadas políticas, cuja influência em incrementar mais cenários viáveis é mais significativa quando comparada às demais. A Figura 5.10 a seguir apresenta um ranking em ordem decrescente do número de incrementos realizados por cada política regulatória.

Figura 5.10 – Ranking dos resultados das Políticas Regulatórias aplicadas



Fonte: Próprio autor.

Nesta comparação observa-se que as políticas regulatórias 1 - Carregamento, 8 – Mercado de Energia, 6 – Suporte à Geração, 7 – Suporte a Sistemas e 2 – Expansão (postergação de investimentos) são as que apresentam os resultados mais significativos quando comparadas às demais. Tal cenário demonstra a relevância que estas políticas têm na atração de novos SAEs.

Porém é importante considerar que políticas regulatórias relativas ao serviço de suporte a reativos e compensação de perdas sofrerão uma grande influência dos

sistemas em que estiverem inseridos, e normas relativas às penalidades dependerão do tipo de tecnologia utilizada e da rigidez de contratos estabelecidos.

5.3.2 Influência da Taxa de Impostos e do WACC

Ainda que o objetivo deste trabalho não seja avaliar conjunturas políticas e econômicas mais específicas de determinadas regiões, demonstrou-se significativo o impacto que a taxa líquida de impostos aplicada e o WACC possuem neste contexto de novos investimentos em SAEs.

O que se comprovou é que o aumento de impostos tende de maneira linear a reduzir a quantidade de sub cenários de investimentos viáveis. Considerando o limite de 0% até 40% de impostos utilizados neste trabalho, verificou-se que no limite de 40% de tributação ainda é possível viabilizar alguns investimentos em SAEs de uso comercial, porém quase que se elimina a possibilidade de investimentos em SAEs oriundos de novas tecnologias. Ao mesmo tempo que uma isenção total de tributação implica no melhor cenário possível para novos investimentos sejam eles de sistemas já comerciais ou de novas tecnologias. A Figura 5.11 a seguir demonstra este impacto.

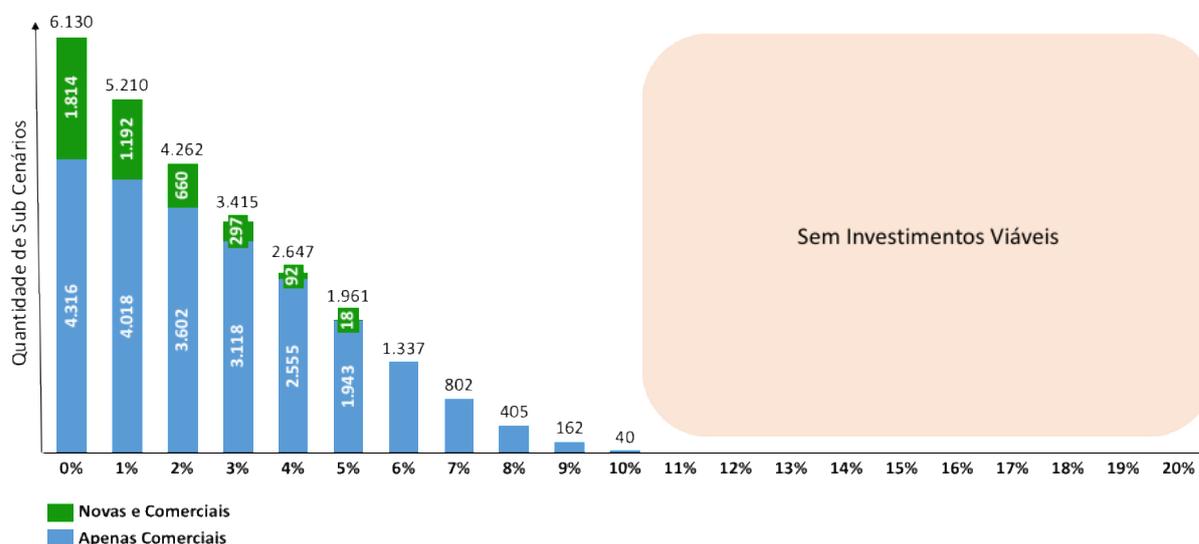
Figura 5.11 – Impacto da taxa líquida de impostos em investimentos em SAEs



Fonte: Próprio autor.

Já ao se avaliar o impacto do WACC neste contexto, verificou-se que sua relevância é muito mais significativa, pois considerando o limite de 0% até 20% de WACC demonstrou-se que conforme há o aumento deste valor há uma redução expressiva do número de sub cenários viáveis, chegando ao extremo que para qualquer sub cenário, cujo WACC for igual ou superior a 11% é impossível de viabilizar quaisquer investimentos de novos SAEs. Ou seja, do total dos mais 112 mil sub cenários avaliados poderiam ser descartados mais de 50% destes que representam valores de WACC acima de 10%. A Figura 5.12 a seguir demonstra tais resultados.

Figura 5.12 – Impacto do WACC em investimentos em SAEs



Fonte: Próprio autor.

5.4 RECOMENDAÇÕES REGULATÓRIAS

Considerando todos os cenários e sub cenários analisados e dado o grande volume de informações em avaliação, poderá haver uma certa dificuldade para se determinar os melhores arranjos regulatórios com o objetivo de incentivar a instalação de novos SAEs. Porém, tal análise deste grande volume de dados permitiu inferir e determinar alguns indicativos sobre os norteadores destes arranjos regulatórios necessários sendo estes:

- a) Nem todas as políticas implicam em um acréscimo significativo de sub cenários com SAEs viáveis, portanto apenas algumas políticas poderiam ser incentivadas inicialmente;
- b) Existe uma grande sensibilidade na variação do WACC;
- c) Há uma sensibilidade moderada a variação da taxa de impostos.

Desta forma, a partir destas conclusões pode-se traçar cenários bases considerando estas variações e sensibilidades identificadas após a análise de todos os sub cenários do subcapítulo anterior. Pode-se definir 3 níveis de arranjos regulatórios básicos possíveis, conforme Tabela 5.2. Onde pode-se iniciar com arranjos regulatórios com as políticas com maior potencial de rentabilizar SAEs e ir incrementando as demais políticas até atingir a plenitude da regulação onde todas as políticas estariam operando e disponíveis para os SAEs ao mesmo tempo.

Tabela 5.2 – Níveis de Arranjos Regulatórios

Nível	Detalhamento
Inicial	Apenas duas políticas em operação: 1 - Carregamento, 8 – Mercado de Energia
Maduro	Quatro políticas mais significativas em operação: 1 - Carregamento, 6 – Suporte à Geração, 7 – Suporte a Sistemas e 8 – Mercado de Energia
Pleno	Todas as oito políticas em operação

Já no que se refere a variabilidade do WACC, trata-se de um item muito sensível ao nível de desenvolvimento econômico de cada país ou região e do nível de maturidade do setor em análise. Para tanto, neste aspecto definiu-se 2 níveis de WACC possíveis conforme Tabela 5.3.

Tabela 5.3 – Níveis de WACC

Países/Setores	WACC
Desenvolvidos	4% ao ano
Em desenvolvimento	8% ao ano

Já para os níveis de impostos apresentados, estes estão mais conectados à estrutura política e econômica de cada país e região do que ao seu nível de desenvolvimento econômico atual. Para tanto, neste item também se definiu 2 níveis de taxa de impostos possíveis, conforme Tabela 5.4.

Tabela 5.4 – Taxa de Impostos

Nível de Impostos	Impostos
Reduzidos	10% taxa líquida
Elevados	30% taxa líquida

Assim é possível avaliar 4 ambientes políticos econômicos possíveis, combinando a sua maturidade econômica (WACC) e seu nível de impostos existente, conforme Tabela 5.5.

Tabela 5.5 – Ambientes Políticos Econômicos

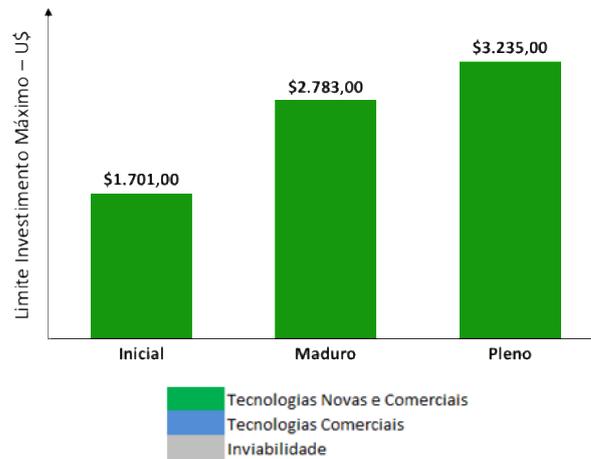
WACC / Impostos	Reduzidos	Elevados
Países	WACC = 4%	WACC = 4%
Desenvolvidos	Impostos = 10%	Impostos = 30%
Países em	WACC = 8%	WACC = 8%
Desenvolvimento	Impostos = 10%	Impostos = 30%

Assim para cada um dos 4 ambientes políticos econômicos serão testados os três arranjos regulatórios possíveis: Inicial, Maduro e Pleno. Adicionalmente, também será analisado um ambiente político econômico teórico, onde o WACC e a taxa de impostos serão 0%, pois ainda que não representem condições reais de nenhum país ou região, podem ser fruto de uma política de subsídios de governos que desejem ostensivamente incentivar a aplicação de SAEs em seus sistemas, tal ambiente estará representando o limite teórico para cada arranjo regulatório.

5.4.1 Ambiente Teórico

Ao se considerar um ambiente completamente subsidiado com impostos a 0% e WACC também a 0% é possível avaliar qual poderia ser o investimento máximo possível nos 3 arranjos regulatórios em avaliação, conforme Figura 5.13.

Figura 5.13 – Arranjos Regulatórios no Ambiente Teórico



Fonte: Próprio autor.

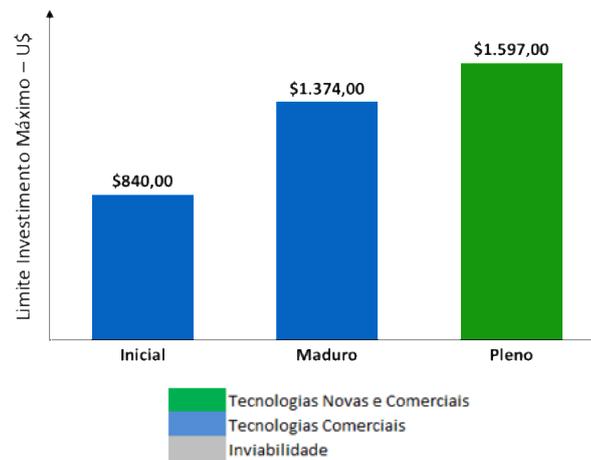
Neste ambiente teórico se observa que qualquer nível de arranjo regulatório poderia viabilizar além das tecnologias comerciais, também novas tecnologias com custos por kW e kWh de até U\$ 1.701,00 no arranjo Inicial, ou até U\$ 3.235,00 no arranjo regulatório Pleno. Evidenciando que em um ambiente de subsídios integrais, quaisquer tecnologias, mesmo as de alto custo, poderiam ser viabilizadas.

Porém, caberia a cada país decidir como tais subsídios deveriam ser pagos, seja através dos consumidores de energia via encargos específicos ou pelos contribuintes em geral através de impostos diversos. E mais importante ainda é avaliar se seria pertinente tais subsídios no custo de capital e taxas de impostos, avaliando se este seria o único meio de viabilizar tais investimentos e se os custos de tais subsídios são equivalentes aos benefícios que estes novos dispositivos poderiam gerar ao sistema e seus usuários.

5.4.2 Economias Desenvolvidas e com Tributação Reduzida

Para um ambiente econômico de economias desenvolvidas com WACC de 4% e com uma tributação reduzida de apenas 10% em valores líquidos, o investimento máximo possível nos 3 arranjos regulatórios em avaliação ocorre conforme a Figura 5.14.

Figura 5.14 – Arranjos Regulatórios em Economias Desenvolvidas com Tributação Reduzida



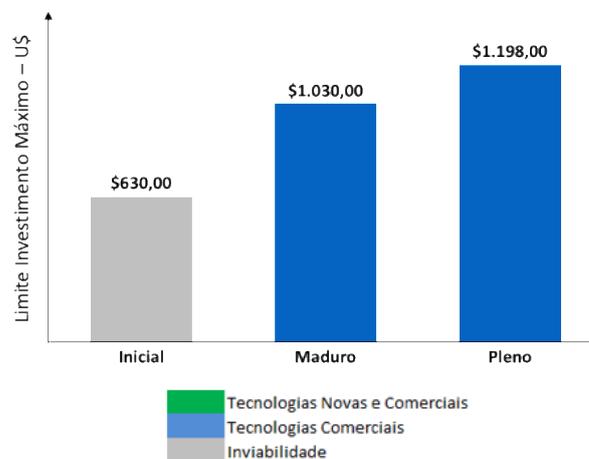
Fonte: Próprio autor.

Um ambiente de economia madura e com tributação reduzida é promissor para a instalação de SAEs. Porém, o tipo de arranjo regulatório existente definirá a possibilidade ou não de instalação de novas tecnologias. Neste ambiente, para arranjos regulatórios iniciais e maduros é possível viabilizar as tecnologias já comerciais e com um investimento máximo relativamente elevado (U\$ 840,00 e U\$ 1.374,00), porém a viabilidade de novas tecnologias só ocorrerá em um arranjo regulatório pleno em que todas políticas são aplicadas.

5.4.3 Economias Desenvolvidas e com Tributação Elevada

Para um ambiente econômico de economias também desenvolvidas com WACC de 4%, porém com uma tributação elevada, na ordem de 30%, o investimento máximo possível nos 3 arranjos regulatórios em avaliação ocorreria conforme a Figura 5.15.

Figura 5.15 – Arranjos Regulatórios em Economias Desenvolvidas com Tributação Elevada



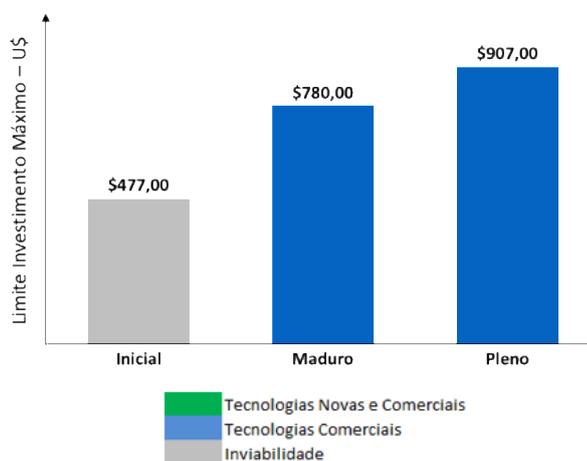
Fonte: Próprio autor.

Neste tipo de ambiente, já se observa arranjos regulatórios em que ocorre a inviabilidade de instalação de novas tecnologias de SAEs e somente a instalação de tecnologias comerciais é possível. Para o arranjo regulatório inicial, com a aplicação de apenas duas políticas regulatórias, não é possível viabilizar sequer os SAEs com tecnologias comerciais, pois seu custo máximo possível seria de apenas U\$ 630,00. Já para os demais arranjos regulatórios, maduro e pleno, a instalação de SAEs seria possível com um custo máximo de até U\$ 1.030,00 e U\$ 1.198,00, respectivamente.

5.4.4 Economias em Desenvolvimento e com Tributação Reduzida

Para um ambiente econômico de economias em desenvolvimento com WACC de 8% e com uma tributação reduzida e de apenas 10% em valores líquidos, o investimento máximo possível nos 3 arranjos regulatórios em avaliação ocorreria conforme a Figura 5.16.

Figura 5.16 – Arranjos Regulatórios em Economias em Desenvolvimento com Tributação Reduzida



Fonte: Próprio autor.

Neste tipo de ambiente, também é possível verificar que nem todo arranjo regulatório viabilizará a instalação de novos SAEs. Para o arranjo regulatório inicial é inviável a instalação de quaisquer SAEs, pois seu custo máximo possível seria de apenas U\$ 477,00. Já para os demais arranjos regulatórios, maduro e pleno, a instalação de SAEs seria possível com um custo máximo de até U\$ 780,00 e U\$ 907,00, respectivamente, permitindo apenas tecnologias já comerciais.

5.4.5 Economias em Desenvolvimento e com Tributação Elevada

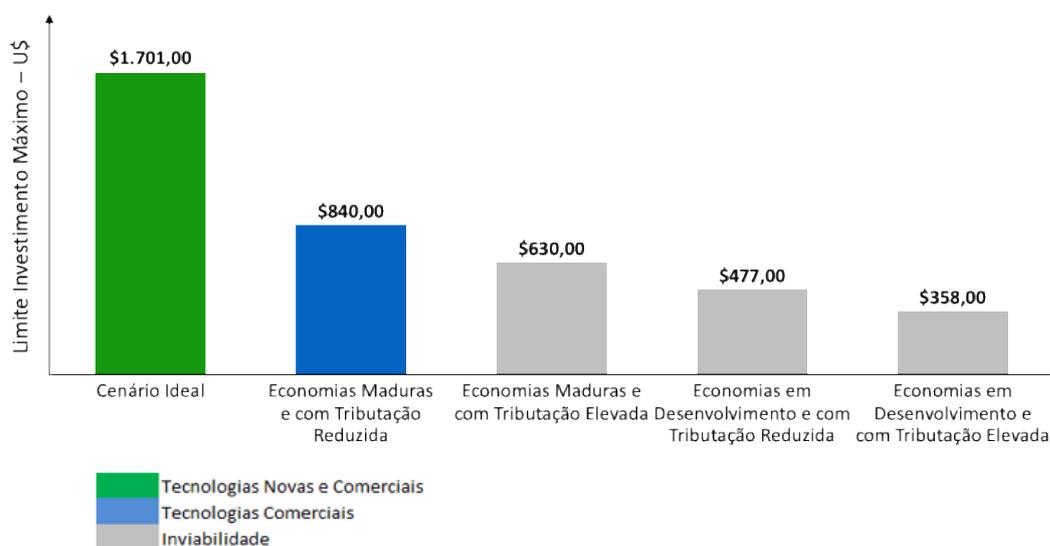
Este ambiente econômico é o mais crítico de todos. Para economias em desenvolvimento com WACC de 8% e com uma tributação de 30%, o investimento máximo possível nos 3 arranjos regulatórios não permite viabilizar a instalação de SAEs. No entanto, no arranjo regulatório pleno, aplicando todas as políticas ao mesmo tempo, o custo máximo possível é de U\$ 680,00, valor ligeiramente inferior ao limite adotado para as tecnologias comerciais, o que pode representar um cenário positivo no curto prazo considerando a curva de custos decrescentes de SAEs.

5.4.6 Arranjo Regulatório Inicial

Uma outra avaliação possível é analisar o arranjo regulatório em cada um dos ambientes econômicos possíveis. Neste aspecto, a avaliação do arranjo regulatório inicial apresenta de forma consolidada os resultados conforme a Figura 5.17.

Neste arranjo regulatório pode-se verificar que nem todo o ambiente econômico é favorável a instalação de SAEs, indicando que no arranjo regulatório inicial existe uma grande dependência do ambiente econômico em que está inserido, pois há uma grande variabilidade nos resultados apresentados. Há neste arranjo regulatório, ambientes que habilitam tanto tecnologias novas quanto tecnologias comerciais de SAEs, assim como há ambientes sem nenhuma viabilidade de instalação.

Figura 5.17 – Arranjo Regulatório Inicial



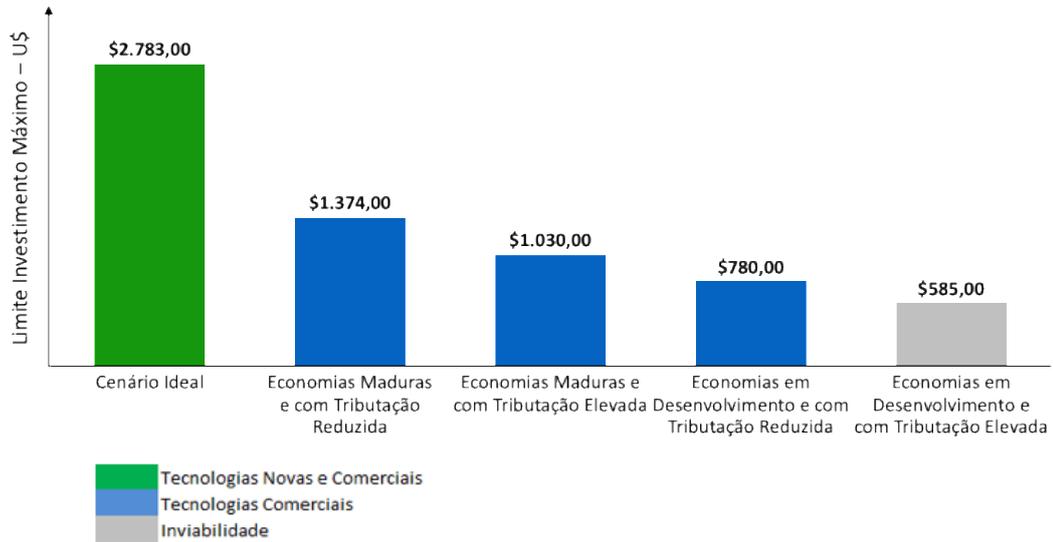
Fonte: Próprio autor.

5.4.7 Arranjo Regulatório Maduro

Para o arranjo regulatório maduro, com a aplicação de 4 políticas regulatórias, as respostas em diversos ambientes econômicos são mais positivas, pois além de habilitar um ambiente com tecnologias novas em um ambiente econômico, ainda há outros 3 ambientes econômicos com viabilidade de tecnologias comerciais e apenas

um ambiente econômico com inviabilidade de instalações de SAEs conforme Figura 5.18.

Figura 5.18 – Arranjo Regulatório Maduro

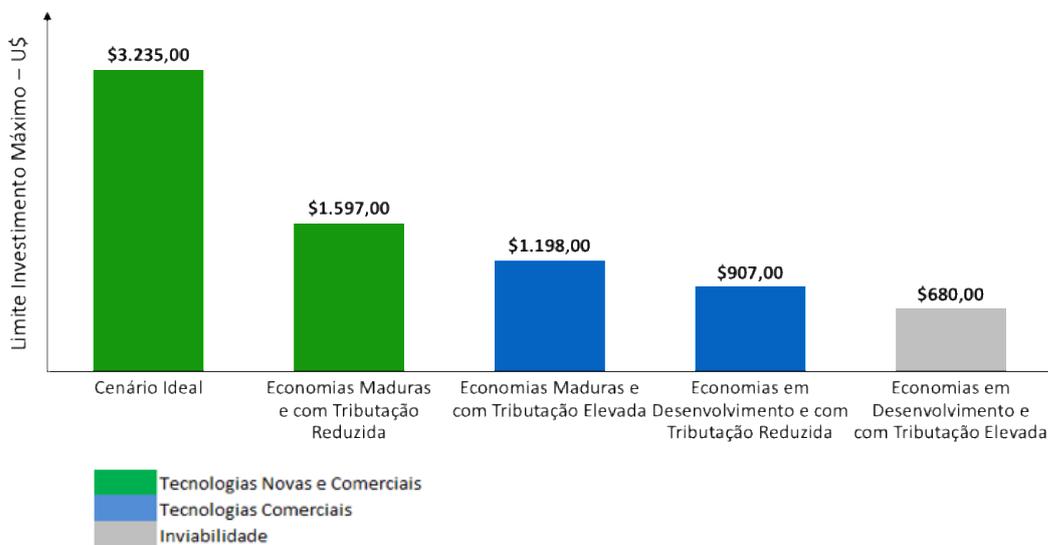


Fonte: Próprio autor.

5.4.8 Arranjo Regulatório Pleno

Por fim, no arranjo regulatório pleno, com a possibilidade de aplicação de todas as políticas regulatórias, as respostas em diversos ambientes econômicos também são muito positivas, apresentando 2 ambientes econômicos com possibilidade de tecnologias novas de SAEs e mais 2 ambientes com viabilidade de tecnologias comerciais, e apenas um ambiente econômico com inviabilidade de instalações de SAEs conforme a Figura 5.19.

Figura 5.19 – Arranjo Regulatório Pleno



Fonte: Próprio autor.

5.5 CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO

O presente capítulo apresentou um estudo de caso do impacto de diversas normas regulatórias para um SAE instalado em uma rede típica de distribuição de energia elétrica.

Ao todo foram avaliados 112 mil sub cenários, sendo 255 combinações de 8 políticas de operação de SAEs mais as variações de WACC e taxa de impostos.

Com a determinação do valor de investimento máximo necessário para cada cenário é possível definir em quais ambientes regulatórios e econômicos seria possível instalar tanto SAEs com tecnologia e valores já maduros comercialmente, quanto SAEs com tecnologias emergentes e com custos mais elevados.

Foram avaliados especificamente 5 ambientes econômicos típicos frente a 3 arranjos regulatórios possíveis. No ambiente econômico teórico, verificou-se a possibilidade de realizar investimentos de até U\$ 1.701, U\$ 2.783 e U\$ 3.235 para os diferentes arranjos regulatórios Inicial, Maduro e Pleno, respectivamente. No ambiente de economias desenvolvidas e com baixa tributação verificou-se os limites de investimentos de até U\$ 840, U\$ 1.374 e U\$ 1.597. Já para economias desenvolvidas, porém com alta tributação constatou-se os limites de investimentos de até U\$ 630, U\$ 1.030 e U\$ 1.198. Ao se analisar economias em desenvolvimento e com baixa tributação os limites de investimentos encontrados

foram de U\$ 477, U\$ 780 e U\$ 907. E para as mesmas economias em desenvolvimento, porém com alta tributação os limites foram de U\$ 358, U\$ 585 e U\$ 680.

Com isto, é possível realizar o planejamento de políticas mais assertivas para que se busque uma maior ascensão de SAEs em redes de distribuição de energia elétrica, considerando os diversos aspectos econômicos de cada região ou sistema regulatório vigente.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

6.1 CONCLUSÕES

Nesta tese de doutorado buscou-se mapear diversas possibilidades em que os SAEs poderiam ser utilizados como meios de auxiliar o sistema em que estão inseridos, desde suporte técnico a sistemas até ajustes econômicos em seus mercados. A grande dificuldade estava em encontrar referências consolidadas de tais serviços, pois mesmo em países com o uso mais avançado de SAE a regulação ainda está em amadurecimento.

Apesar de tudo, encontrou-se no mercado norte americano um avanço maior em relação aos demais países do mundo. Portanto, optou-se por usar valores de referência desse país. No entanto, a operação dos mercados é dividida em diversas regiões, cuja regulação pode mudar consideravelmente e seus valores praticados também diferem muito entre si. Assim, a solução em boa parte das análises foi utilizar valores de referência do mercado da Califórnia, que é o mais completo em relação à precificação de tais serviços e cujo tema está mais avançado em relação às demais regiões. Com a determinação de valores de referência, outra dificuldade estaria na modelagem financeira, principalmente em relação aos custos de financiamento (WACC) e a tributação aplicada nestes negócios, pois são valores com uma variabilidade muito ampla mesmo quando analisado um único país.

Assim, a solução adotada foi dividir cada cenário em outros sub cenários que seriam compostos por diversas combinações entre valores de WACC e taxa de impostos. Ainda que tal solução representasse uma avaliação de milhares de possibilidades, optou-se por este caminho, pois a resposta seria mais assertiva e estaria alinhada com os objetivos propostos.

Para determinar se o investimento do SAE seria viável ou não em cada cenário, teria que se definir alguma tecnologia em específico e comparar os resultados obtidos com seus preços atuais. Porém como o objetivo não era realizar uma avaliação das tecnologias vigentes, adotou-se como solução utilizar valores de referência limites, ou seja, determinou-se que na evolução de um cenário específico se o valor limite fosse ultrapassado se considerou que o investimento em SAE já seria viável, independente da tecnologia utilizada.

As avaliações realizadas permitiram verificar que há algumas políticas regulatórias que impactam mais significativamente para a viabilidade de instalação de SAEs, pois permitem um grande aumento no fluxo de entrada financeira para prestação de determinados serviços. Neste aspecto, o destaque está na prestação de serviços como suporte a carregamento de sistemas, suporte à geração, suporte a sistemas e postergação de investimento, além das intervenções no mercado de energia para arbitragem de preços. Tais conclusões são de grande relevância para orientar e auxiliar mudanças regulatórias, cuja política vigente busque a atração de investimentos em SAEs.

Houve ainda outras políticas regulatórias cujo resultado não foi tão significativo, tais como o suporte a reativos e a perdas, mas que dependendo do cenário em que estiverem inseridas poderão ter relevância. Assim como as normas relativas às penalidades aplicadas aos SAEs por sua indisponibilidade.

Ainda se observou que a maior variabilidade na análise de viabilidade dos SAEs nem sempre estão nos cenários em si, em que uma política regulatória está disponível ou não. Verificou-se que a viabilidade de SAEs possui uma alta sensibilidade ao valor do WACC existente, comprovando que para qualquer cenário ou sub cenário avaliado há a inviabilidade de investimento para um WACC acima de 11% ao ano. Já para a tributação, ainda que influencie os resultados finais, sua sensibilidade à resposta final é menos significativa em relação à variação ao WACC, permitindo viabilizar investimentos mesmo até o limite testado de uma carga de impostos de 40%.

Adicionalmente, dado o volume de sub cenários criou-se cinco ambientes econômicos típicos, para analisar quais arranjos regulatórios seriam mais adequados para viabilizar a instalação de novos SAEs. Estes ambientes econômicos consideraram se o investimento ocorreria em economias desenvolvidas ou em desenvolvimento e o nível de tributação vigente. Em cada ambiente se avaliou três arranjos regulatórios padronizados baseados nas políticas regulatórias estudadas, considerando arranjos regulatórios iniciais, maduros e plenos que permitiriam determinar os melhores ambientes econômicos e arranjos regulatórios para instalação de novos SAEs.

Por fim, conclui-se que apenas uma política regulatória por si pode não ser suficiente para viabilizar investimentos de SAEs em sistemas de distribuição, mas sim a combinação entre várias políticas criando arranjos regulatórios promissores

associadas a ambientes econômicos adequados é que irá criar o cenário necessário para permitir tais investimentos.

6.2 PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES

Como principais contribuições deste trabalho, podem-se destacar:

- Estratégia de simulação ampla que contempla aspectos técnicos, econômicos e regulatórios;
- Modelagem de sistemas regulatórios e financeiros, em geral desconsiderados em análises similares;
- Estratégia de simulação que permite considerar a dinâmica regulatória de forma ampla;
- Modelo estabelecido com alta flexibilidade, podendo ser utilizado para qualquer região ou país, apenas habilitando ou não determinadas políticas regulatórias e estabelecendo os limites e valores técnicos e econômicos desejados;
- Recomendações de arranjos regulatórios para viabilizar a instalação de novos SAEs.

6.3 PROPOSTA PARA TRABALHOS FUTUROS

Como sugestões de trabalhos futuros enumeram-se as seguintes abordagens:

- 1) Determinar modelos de viabilidade de investimentos que permitam avaliar o SAE em conjunto com GDs, utilizando o conceito de VPP, incrementando os cenários regulatórios possíveis;
- 2) Incluir estudos probabilísticos sobre variações de WACC, impostos, preços, custo de investimentos, carga e entre outros;
- 3) Incluir outros valores exógenos a área técnica além do WACC e impostos, tais como custos decrescentes das tecnologias no tempo, inflação, políticas de incentivos e entre outros, para determinar a viabilidade como função dinâmica no tempo;

- 4) Avaliar o impacto que o incremento de SAEs no sistema pode gerar no que diz respeito aos seus resultados, dado uma potencial saturação destes dispositivos no sistema;
- 5) Avaliar o comportamento técnico de SAEs frente a novas necessidades de sistemas elétricos de potência para propor novos serviços e funções ao SAE até então não regulamentadas;
- 6) Explorar novas topologias de redes distribuição e transmissão e dimensões de SAEs para transcender os cenários regulatórios para cenários técnicos diversos.

REFERÊNCIAS

AALAMI, H. A.; NOJAVAN, S. **Energy storage system and demand response program effects on stochastic energy procurement of large consumers considering renewable generation**. IET Generation, Transmission & Distribution, Volume 10, Issue 1, January 2016, Pages 107 - 114. 2016.

AHMAD, T. **A hybrid grid connected PV battery energy storage system with power quality improvement**. Solar Energy, Volume 125, February 2016, Pages 180–191. 2016.

ALEXANDER, M. J.; JAMES, P.; RICHARDSON, N. **Energy storage against interconnection as a balancing mechanism for a 100% renewable UK electricity grid**. IET Renewable Power Generation, Volume 9, Issue 2, March 2015, Pages 131 - 141. 2015.

AMELI, A.; BAHRAMI, S.; KHAZAELI, F.; HAGHIFAM, M. R. **A Multiobjective Particle Swarm Optimization for Sizing and Placement of DGs from DG Owner's and Distribution Company's Viewpoints**. IEEE Transactions on Power Delivery, Volume 29, Issue 4, August 2014, Pages 1831 - 1840. 2014.

ANAYA, K. L.; POLLITT, G. **A Reactive Power Management and Procurement Mechanisms: Lessons for the Power Potential Project**. Report prepared for National Grid. 2018.

ANUTA, O. H.; TAYLOR, P.; JONES, D.; MCENTEE, T.; WADE, N. **An international review of the implications of regulatory and electricity market structures on the emergence of grid scale electricity storage**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 38, October 2014, Pages 489 - 508. 2014.

ARGHANDEH, R.; WOYAK, J.; ONEN, A.; JUNG, J.; BROADWATER, R. P. **Economic optimal operation of Community Energy Storage systems in competitive energy markets**. Applied Energy, Volume 135, December 2014, Pages 71 - 80. 2014.

Atzeni, I.; Ordóñez, L. G.; Scutari, G.; Palomar, D. P.; Fonollosa, J. R.. **Demand-Side Management via Distributed Energy Generation and Storage Optimization**. IEEE Transactions on Smart Grid, Volume 4, Issue 2, June 2013, Pages 866 - 876. 2013.

Ausgrid Demand Management. **Newington Grid Battery Trial**. April 2016. Disponível em: <www.ausgrid.com.au/dm>. Acesso em: 14 mar. 2018.

BAEK, C.; JUNG, E.; LEE, J. **Effects of regulation and economic environment on the electricity industry's competitiveness: A study based on OECD countries**. Energy Policy, Volume 72, September 2014, Pages 120–128. 2014.

BATTKE, B.; SCHMIDT, T. S. **Cost-efficient demand-pull policies for multi-purpose technologies** – The case of stationary electricity storage. Applied Energy, Volume 155, October 2015, Pages 334 - 348. 2015.

BELTRAN, H.; BILBAO, E.; BELENGUER, E.; ETXEBERRIA-OTADUI, I.; Rodriguez, P.. **Evaluation of Storage Energy Requirements for Constant Production in PV Power Plants**. IEEE Transactions on Industrial Electronics, Volume 60, Issue 3. March 2013, Pages 1225 - 1234. 2013.

BERRADA, A.; LOUDIYI, K. **Operation, sizing, and economic evaluation of storage for solar and wind power plants**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 59, June 2016, Pages 1117 - 1129. 2016.

BERRADA, A.; LOUDIYI, K; ZORKANI, I. **Profitability, risk, and financial modeling of energy storage in residential and large scale applications**. Energy, Volume 119, January 2017, Pages 94–109. 2017.

BESSA, R. J.; TRINDADE, A.; MIRANDA, V. **Spatial-Temporal Solar Power Forecasting for Smart Grids**. IEEE Transactions on Industrial Informatics, Volume 11, Issue 1. February 2015, Pages 232 - 241. 2015.

BOLT, C. **UK experience of utility regulation since 2003 and outlook**. Utilities Policy, Volume 31, December 2014, Pages 173–177. 2014.

BOKHARI, A.; RAZA, A.; DIAZ-AGUILÓ, M.; LEÓN, F.; CZARKOWSKI, D.; UOSEF, R. E.; WANG, D. **Combined Effect of CVR and DG Penetration in the Voltage Profile of Low-Voltage Secondary Distribution Networks**. IEEE Transactions on Power Delivery, Volume 31, Issue 1. February 2016, Pages 286 - 293. 2016.

BOMPARD, E. F.; HAN, B. **Market-Based Control in Emerging Distribution System Operation**. IEEE Transactions on Power Delivery, Volume 28, Issue 4. October 2013, Pages 2373 - 2382. 2013.

BRACALE, A.; CARAMIA, P.; CARPINELLI, G.; DI FAZIO, A. R.; VARILONE, P. **A Bayesian-Based Approach for a Short-Term Steady-State Forecast of a Smart Grid**. IEEE Transactions on Smart Grid, Volume 4, Issue 4. December 2013. Page 1760 - 1771. 2013.

BRENNA, M.; DE BERARDINIS, E.; CARPINI, L. D.; FOIADELLI, F.; PAULON, P.; PETRONI, P.; SAPIENZA, G.; SCROSATI, G.; ZANINELLI, D. **Automatic Distributed Voltage Control Algorithm in Smart Grids Applications**. IEEE Transactions on Smart Grid, Volume 4, Issue 2. June 2013. Page 877 – 885. 2013.

BREKER, S.; CLAUDI, A.; SICK, B. **Capacity of Low-Voltage Grids for Distributed Generation: Classification by Means of Stochastic Simulations**. IEEE Transactions on Power Systems, Volume 30 , Issue 2. March 2015. Page 689 - 700. 2015.

CAISO – California ISO. **Open Access Same-time Information System (OASIS)**. Dados de 2017. Disponível em: <<http://oasis.caiso.com>>. Acesso em: 20 abr. 2018.

CAISO – California ISO. 2015: **Annual Report on Market Issues & Performance**. Disponível em: <<https://caiso.com/Documents/2015AnnualReportonMarketIssuesandPerformance.pdf>>. Acesso em 22 abr. 2018.

CAPITANESCU, F.; OCHOA, L. F.; MARGOSSIAN, H.; HATZIARGYRIOU, N. D. **Assessing the Potential of Network Reconfiguration to Improve Distributed Generation Hosting Capacity in Active Distribution Systems**. IEEE Transactions on Power Systems, Volume 30, Issue 1. January 2015. Page 346 - 356. 2015.

CARR, S.; PREMIER, G. C.; GUWY, A. J.; DINSDALE, R. M.; MADDY, J. **Energy storage for active network management on electricity distribution networks with wind power**. IET Renewable Power Generation, Volume 8, Issue 3. April 2014. Page 249 - 259. 2014.

CHEN, H.; ZHANG, R.; LI, G.; BAI, L.; LI, F. **Economic dispatch of wind integrated power systems with energy storage considering composite operating costs**. IET Generation, Transmission & Distribution, Volume 10, Issue 5. April 2016. Page 1294 - 1303. 2016.

CHUA, K. H.; LIM, Y. S.; MORRIS, S. **Cost-benefit assessment of energy storage for utility and customers: A case study in Malaysia**. Energy Conversion and Management, Volume 106, December 2015, Pages 1071–1081. 2015.

CLEARY, B.; DUFFY, A.; OCONNOR, A.; CONLON, M.; FTHENAKIS, V. **Assessing the Economic Benefits of Compressed Air Energy Storage for Mitigating Wind Curtailment**. IEEE Transactions on Sustainable Energy, Volume 6, Issue 3, July 2015, Pages 1021 - 1028. 2015.

COELLI, T. J.; GAUTIER, A.; PERELMAN, S.; SAPLACAN-Pop, R. **Estimating the cost of improving quality in electricity distribution: A parametric distance function approach**. Energy Policy, Volume 53, February 2013, Pages 287–297. 2013.

DEL ROSSO, A. D.; ECKROAD, S. W. **Energy Storage for Relief of Transmission Congestion**. IEEE Transactions on Smart Grid, Volume 5, Issue 2, March 2014, Pages 1138 - 1146. 2014.

DOE - U.S. Department of Energy. **Demand Response and Energy Storage Integration Study**. March 2016.

DVORKIN, Y.; FERNANDEZ-BLANCO, R.; KIRSCHEN, D. S.; PANDZIC, H.; WATSON, J. P.; SILVA-MONROY, C A. **Ensuring Profitability of Energy Storage**. IEEE Transactions on Power Systems, May 2016. 2016.

EBRAHIMI, R.; M. EHSAN, M.; NOURI, H. **A profit-centric strategy for distributed generation planning considering time varying voltage dependent load demand**. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Volume 44, Issue 1, January 2013, Pages 168–178. 2013.

ELSAIAH, S.; BENIDRIS, M.; MITRA, J. **Analytical approach for placement and sizing of distributed generation on distribution systems.** IET Generation, Transmission & Distribution, Volume 8, Issue 6, June 2014, Pages 1039 - 1049. 2014.

EPRI - Electric Power Research Institute. **Energy Storage Valuation in California: Policy, Planning and Market Information Relevant to the StorageVET™ Model.** December 2016.

EPRI - Electric Power Research Institute. **Energy Storage Trends and Challenges Understanding and Realizing the Costs and Benefits of a New Resource for the Grid.** 2017.

ERDOGDU, E. **A cross-country analysis of electricity market reforms: Potential contribution of New Institutional Economics.** Energy Economics, Volume 39, September 2013, Pages 239–251. 2013.

EURELECTRIC. **Network tariff structure for a smart energy system.** Eurelectric paper, May 2013. 2013.

FARHADI, M.; MOHAMMED, O. **Energy Storage Technologies for High-Power Applications.** IEEE Transactions on Industry Applications, Volume 52, Issue 3, May-June 2016, Pages 1953 - 1961. 2016.

FILIPPINI, M.; WETZEL, H. **The impact of ownership unbundling on cost efficiency: Empirical evidence from the New Zealand electricity distribution sector.** Energy Economics, Volume 45, September 2014, Pages 412–418. 2014.

FINI, A. S.; MOGHADDAM, M. P.; SHEIKH-EL-ESLAMI, M.K. **An investigation on the impacts of regulatory support schemes on distributed energy resource expansion planning.** Renewable Energy, Volume 55, May 2013, Pages 339–349. 2013.

FIORIO, C. V.; FLORIO, M. **Electricity prices and public ownership: Evidence from the EU15 over thirty years.** Energy Economics, Volume 39, September 2013, Pages 222–232. 2013.

GALLO, A. B.; SIMÕES-MOREIRA, J. R.; COSTA, H. K. M.; SANTOS, M. M.; MOUTINHO DOS SANTOS, E. **Energy storage in the energy transition context: A technology review.** Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 65, November 2016, Pages 800–822. 2016.

GASSNER, K.; POPOV, A.; PUSHAK, N. **Does Private Sector Participation Improve Performance in Electricity and Water Distribution?** Trends and Policy Options No. 6. Washington, World Bank 6. 2014.

GASSNER, K.; PUSHAK N. **30 years of British utility regulation: Developing country experience and outlook.** Utilities Policy, Volume 31, December 2014, Pages 44–51. 2014.

GENÇER, E.; AGRAWAL, R. **A commentary on the US policies for efficient large scale renewable energy storage systems: Focus on carbon storage cycles.** Energy Policy, Volume 88, January 2016, Pages 477 - 484. 2016.

GHOFRANI, M.; ARABALI, A.; ETEZADI-AMOLI, M.; FADALI, M. S.. **Energy Storage Application for Performance Enhancement of Wind Integration.** IEEE Transactions on Power Systems, Volume 28, Issue 4, November 2013, Pages 4803 - 4811. 2013.

GIUNTOLI, M.; POLI, D. **Optimized Thermal and Electrical Scheduling of a Large Scale Virtual Power Plant in the Presence of Energy Storages.** IEEE Transactions on Smart Grid, Volume 4, Issue 2, June 2013, Pages 942 - 955. 2013.

GUGLER, K.; RAMMERSTORFER, M.; SCHMITT, S. **A Transient Stiffness Measure for Islanding Detection of Multi-DG Systems.** IEEE Transactions on Power Delivery, Volume 30, Issue 2, April 2015, Pages 986 - 995. 2015.

HAN, X.; JI, T.; ZHAO, Z.; ZHANG; H. **Economic evaluation of batteries planning in energy storage power stations for load shifting.** Renewable Energy, Volume 78, June 2015, Pages 643 - 647. 2015.

HEIDARI, A.; AGELIDIS, V. G.; KIA, M. **Considerations of Sectionalizing Switches in Distribution Networks With Distributed Generation.** IEEE Transactions on Power Delivery, Volume 30, Issue 3, June 2015, Pages 1401 - 1409. 2015.

HUANG, W.; QAHOUC, J. A. A. **Energy Sharing Control Scheme for State-of-Charge Balancing of Distributed Battery Energy Storage System.** IEEE Transactions on Industrial Electronics, Volume 62, Issue 5, May 2015, Pages 2764 - 2776. 2015.

IEA - International Energy Agency. **Technology Roadmap: Energy storage.** Energy Technology Perspectives. 2014.

IRENA - International Renewable Energy Agency. **Electricity Storage And Renewables: Costs And Markets To 2030.** October 2017. 2017.

JAIN, N.; SINGH, S. N.; SRIVASTAVA, S. C. **A Generalized Approach for DG Planning and Viability Analysis Under Market Scenario.** IEEE Transactions on Industrial Electronics, Volume 60, Issue 11, November 2013, Pages 5075 - 5085. 2013.

JÜLCH, V. **Comparison of electricity storage options using levelized cost of storage (LCOS) method.** Applied Energy, Volume 183, December 2016, Pages 1594 - 1606. 2016.

KANAKASABAPATHY, P. **Economic impact of pumped storage power plant on social welfare of electricity market.** International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Volume 45, Issue 1, February 2013, Pages 187 - 193. 2013.

KANG, S. B.; CHOI, M. G.; JEONG, D. Y.; KONG, Y. M.; RYU, J. **Energy storage properties of nano-grained antiferroelectric (Pb,La)(Zr,Ti)O₃ films prepared by aerosol-deposition method.** IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Volume 22, Issue 3, June 2015, Pages 1477 - 1482. 2015.

KIM, S. T.; BAE, S.; KANG, Y. C.; PARK, J. W. **Energy Management Based on the Photovoltaic HPCS With an Energy Storage Device.** IEEE Transactions on Industrial Electronics, Volume 62, Issue 7, July 2015, Pages 4608 - 4617. 2015.

KINTNER-MEYER, M. **Regulatory Policy and Markets for Energy Storage in North America.** Proceedings of the IEEE, Volume 102, Issue 7, July 2014, Pages 1065 - 1072. 2014.

KLOESS, M.; ZACH, K. **Bulk electricity storage technologies for load-leveling operation** – An economic assessment for the Austrian and German power market. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Volume 59, July 2014, Pages 111 - 122. 2014.

KRAJAČIĆ, G.; LONČAR, D.; DUIĆ, N.; MLADEN ZELJKO, M.; ARÁNTEGUI, R. L.; LOISEL, R.; RAGUZIN, I. **Analysis of financial mechanisms in support to new pumped hydropower storage projects in Croatia.** Applied Energy, Volume 101, January 2013, Pages 161 - 171. 2013.

LAMONT, A. D. **Assessing the economic value and optimal structure of large-scale electricity storage.** IEEE Transactions on Power Systems, Volume 28, Issue 2, May 2013, Pages 911 - 921. 2013.

LIU, J.; LI, J. **A Bi-Level Energy-Saving Dispatch in Smart Grid Considering Interaction Between Generation and Load.** IEEE Transactions on Smart Grid, Volume 6, Issue 3, May 2015, Pages 1443 - 1452. 2015.

LI, N.; HEDMAN, K. W. **Economic Assessment of Energy Storage in Systems With High Levels of Renewable Resources.** IEEE Transactions on Sustainable Energy, Volume 6, Issue 3, July 2015, Pages 1103 - 1111. 2015.

LIU, J.; WANG, R.; SUN, Y.; LIN, Y.; XIAO, L. **A barrier analysis for the development of distributed energy in China: A case study in Fujian province.** Energy Policy, Volume 60, September 2013, Pages 262–271. 2013.

LOCATELLI, G.; INVERNIZZI, D. C.; MANCINI, M. **Investment and risk appraisal in energy storage systems: A real options approach.** Energy, Volume 104, June 2016, Pages 114–131. 2016.

LODGE, M.; STERN, J. **British utility regulation: Consolidation, existential angst, or fiasco?.** Utilities Policy, Volume 31, December 2014, Pages 146–151. 2014.

LOMBARDI, O.; SCHWABE, F. **Sharing economy as a new business model for energy storage systems.** Applied Energy, Volume 188, February 2017, Pages 485–496. 2017.

- MADAENI, S. H.; SIOSHANSI, R.; DENHOLM, P. **Estimating the Capacity Value of Concentrating Solar Power Plants With Thermal Energy Storage: A Case Study of the Southwestern United States.** IEEE Transactions on Power Systems, Volume 28, Issue 2, May 2013, Pages 1205 - 1215. 2013.
- MAHMOODI, M.; SHAMSI, P.; FAHIMI, B. **Economic Dispatch of a Hybrid Microgrid With Distributed Energy Storage.** IEEE Transactions on Smart Grid, Volume 6, Issue 6, November 2015, Pages 2607 - 2614. 2015.
- MASIELLO, R. D.; ROBERTS, B.; SLOAN, T. **Business Models for Deploying and Operating Energy Storage and Risk Mitigation Aspects.** Proceedings of the IEEE, Volume 102, Issue 7, July 2014, Pages 1052 - 1064. 2014.
- MIRRLEES-BLACK, J. **Reflections on RPI-X regulation in OECD countries.** Utilities Policy, Volume 31, December 2014, Pages 197–202. 2014.
- MONTOYA-BUENO, S.; MUOZ, J. I.; CONTRERAS, J. **A Stochastic Investment Model for Renewable Generation in Distribution Systems.** IEEE Transactions on Sustainable Energy, Volume 6, Issue 4, October 2015, Pages 1466 - 1474. 2015.
- MORADI, M. H.; ABEDINI, M.; HOSSEINIAN, S. M. **A Combination of Evolutionary Algorithm and Game Theory for Optimal Location and Operation of DG from DG Owner Standpoints.** IEEE Transactions on Smart Grid, Volume 7, Issue 2, March 2016, Pages 608 - 616. 2016.
- MORENO, R.; MOREIRA, R.; STRBAC, G. **A MILP model for optimizing multi-service portfolios of distributed energy storage.** Applied Energy, Volume 137, January 2015, Pages 554 - 566. 2015.
- MOUNTAIN, B. **Independent regulation of government-owned monopolies: An oxymoron? The case of electricity distribution in Australia.** Utilities Policy, Volume 31, December 2014, Pages 188–196. 2014.
- NAIK, S. N. G.; KHATOD, D. K.; SHARMA, M. P. **Analytical approach for optimal siting and sizing of distributed generation in radial distribution networks.** IET Generation, Transmission & Distribution. Volume 9, Issue 3, February 2015, Pages 209 - 220. 2015.
- NOBLET, C., L.; TEISL, M., F.; EVANS, K.; ANDERSON, M., W.; McCOY, S.; CERVONE, E. **Public preferences for investments in renewable energy production and energy efficiency.** Energy Policy, Volume 87, December 2015, Pages 177–186. 2015.
- NOSRATABADI, S. M.; HOOSHMAND, R. A.; GHOLIPOUR, E. **A comprehensive review on microgrid and virtual power plant concepts employed for distributed energy resources scheduling in power systems.** Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 67, January 2017, Pages 341–363. 2017.

OBI, M.; JENSEN, S. M.; FERRIS, J. B.; BASS, R. B. **Calculation of levelized costs of electricity for various electrical energy storage systems.** Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 67, January 2017, Pages 908 - 920. 2017.

OFGEM - Office of Gas and Electricity Markets. **Strategy Decision for the RIIO-ED1 Electricity Distribution Price Control Financial Issues:** Supplementary Annex to RIIO-ED1 Overview Paper. Office of Gas and Electricity Market. 2013. Disponible online em:
<https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2013/02/riioed1decfinancialissues_0.pdf>.

OTA, J. I. Y.; SATO, T.; AKAGI, H. **Enhancement of Performance, Availability, and Flexibility of a Battery Energy Storage System Based on a Modular Multilevel Cascaded Converter (MMCC-SSBC).** IEEE Transactions on Power Electronics, Volume 31, Issue 4, April 2016, Pages 2791 - 2799. 2016.

PARRA, I.; MARCOS, J.; GARCÍA, M.; MARROYO, L. **Control strategies to use the minimum energy storage requirement for PV power ramp-rate control.** Solar Energy, Volume 111, January 2015, Pages 332–343. 2015.

PARVANIA, M.; FOTUHI-FIRUZABAD, M.; SHAHIDEHPOUR, M. **Comparative Hourly Scheduling of Centralized and Distributed Storage in Day-Ahead Markets.** IEEE Transactions on Sustainable Energy, Volume 5, July 2014, Pages 729 - 737. 2014.

PEARRE, N. S.; LUKAS G. SWAN, L. G. **Technoeconomic feasibility of grid storage:** Mapping electrical services and energy storage technologies. Applied Energy, Volume 137, January 2015, Pages 501–510. 2015.

PICCIARIELLO, A.; VERGARA, C.; RENESES, J.; FRÍAS, P.; SÖDER, L. **Electricity distribution tariffs and distributed generation: Quantifying cross-subsidies from consumers to prosumers.** Utilities Policy, Volume 37, December 2015, Pages 23–33. 2015.

PIERPOINT, L .M. **Harnessing electricity storage systems with intermittent sources of power:** Policy and R&D needs. Energy Policy, Volume 96, September 2016, Pages 751 - 757. 2016.

POMBO, A. V.; MURTA-PINA, J.; PIRES, V. F. **A multiobjective placement of switching devices in distribution networks incorporating distributed energy resources.** Electric Power Systems Research. Volume 130, January 2016, Pages 34–45. 2016.

POUDINEH, R.; JAMAS, T. **Determinants of investment under incentive regulation:** The case of the Norwegian electricity distribution networks. Energy Economics, Volume 53, January 2016, Pages 193–202, Energy Markets. 2016.

POURESMAEIL, E.; MIGUEL-ESPINAR, C.; MASSOT-CAMPOS, M.; Montesinos-MIRACLE, D.; GOMIS-BELLMUNT, O. **A Control Technique for Integration of DG Units to the Electrical Networks** IEEE Transactions on Industrial Electronics, Volume 60, Issue 7, July 2013, Pages 2881 - 2893. 2013.

POURESMAEIL, E.; MEHRASA, M.; CATALÃO, J. P. S. **A Multifunction Control Strategy for the Stable Operation of DG Units in Smart Grids**. IEEE Transactions on Smart Grid. Volume 6, Issue 2, March 2015, Pages 598 - 607. 2015.

PRICE, R.; ROSS, C. **A better deal for consumers and an attractive environment for investors: The regulators' perspective on the development and use of regulatory and competition powers**. Utilities Policy, Volume 31, December 2014, Pages 178–183. 2014.

PURVINS, A.; KLEBOW, B. **Technical grid connection guides for distributed electricity generation systems: a new DERlab database has come alive**. IET Renewable Power Generation. Volume 9, Issue 8. November 2015, Pages 1087 - 1092. 2015.

RAMLI, M. A. M.; HIENDRO, A.; TWAHA, S. **Economic analysis of PV/diesel hybrid system with flywheel energy storage**. Renewable Energy, Volume 78, June 2015, Pages 398–405. 2015.

RIDER, M. J.; LÓPEZ-LEZAMA, J. M.; CONTRERAS, J.; PADILHA-FELTRIN, A. **Bilevel approach for optimal location and contract pricing of distributed generation in radial distribution systems using mixed-integer linear programming**. IET Generation, Transmission & Distribution, Volume 7, Issue 7, July 2013, Pages 724 - 734. 2013.

RUEDA-MEDINA, A. C.; FRANCO, J. F.; RIDER, M. J.; PADILHA-FELTRIN, A.; ROMERO, R. **A mixed-integer linear programming approach for optimal type, size and allocation of distributed generation in radial distribution systems**. Electric Power Systems Research. Volume 97, April 2013, Pages 133–143. 2013.

SANDIA – Sandia National Laboratories. **DOE/EPRI Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA**. SANDIA Report. 2015.

SANDIA – Sandia National Laboratories. **Green Mountain Power (GMP): Significant Revenues from Energy Storage**. SANDIA Report. 2017.

SANDOVAL, M.; GRIJALVA, S. **Future grid business model innovation: A prosumer-based cost-benefit framework for valuation of Distributed Energy Resources**. Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LATAM), 2015 IEEE PES. Pages 450 – 455. 2015.

SERBAN, I.; TEODORESCU, R.; MARINESCU, C. **Energy storage systems impact on the short-term frequency stability of distributed autonomous microgrids, an analysis using aggregate models**. IEEE Electrification Magazine. Volume 3, Issue 3, September 2015, Pages 41 - 46. 2015.

SIANO, P. **Assessing the Impact of Incentive Regulation for Innovation on RES Integration.** IEEE Transactions on Power Systems. Volume 29, Issue 5, September 2014, Pages 2499 - 2508. 2014.

STANFIELD, S.; VANEGA, A. **Deploying Distributed Energy Storage: Near-Term Regulatory Considerations to Maximize Benefits.** IET Renewable Power Generation. Volume 7, Issue 5, September 2013, Pages 531 - 539. 2013.

STRASSER, M. N.; SELVAM, R. P. **A cost and performance comparison of packed bed and structured thermocline thermal energy storage systems.** Solar Energy. Volume 108, October 2014, Pages 390–402. 2014.

STRASSER, T.; ANDRÉN, F.; KATHAN, J.; CECATI, C.; BUCCELLA, C.; SIANO, P.; LEITÃO, P.; ZHABELOVA, G.; VYATKIN, V.; VRBA, P.; MARÍK, V. **A Review of Architectures and Concepts for Intelligence in Future Electric Energy Systems.** IEEE Transactions on Industrial Electronics, Volume 62, Issue 4, April 2015, Pages 2424 - 2438. 2015.

SUGIHARA, H.; YOKOYAMA, K.; SAEKI, O.; TSUJI, K.; FUNAKI, T. **Economic and Efficient Voltage Management Using Customer-Owned Energy Storage Systems in a Distribution Network With High Penetration of Photovoltaic Systems.** IEEE Transactions on Power Systems. Volume 28, Issue 1, February 2013, Pages 102 - 111. 2013.

TAKAGI, M.; IWAFUNE, Y.; YAMAJI, K.; YAMAMOTO, H.; OKANO, K.; HIWATARI, R.; IKEYA, T. **Economic Value of PV Energy Storage Using Batteries of Battery-Switch Stations.** IEEE Transactions on Sustainable Energy. Volume 4, Issue 1, January 2013, Pages 164 - 173. 2013.

THINK project. **THINK project From Distribution Networks to Smart Distribution Systems:** Rethinking the Regulation of European Electricity DSOs. Final report, June 2013. 2013.

TRAN, D.; KHAMBADKONE, A. M. **Energy Management for Lifetime Extension of Energy Storage System in Micro-Grid Applications.** IEEE Transactions on Smart Grid. Volume 4, Issue 3, September 2013, Pages 1289 - 1296. 2013.

TSE, L. A.; LAVINE, A. S.; LAKEH, R. B.; WIRZ, R. E. **Exergetic optimization and performance evaluation of multi-phase thermal energy storage systems.** Solar Energy. Volume 122, December 2015, Pages 396–408. 2015.

TUSHAR, W.; CHAI, B.; YUEN, C.; HUANG, S.; SMITH, D. B.; POOR, H. V.; YANG, Z. **Energy Storage Sharing in Smart Grid: A Modified Auction-Based Approach.** IEEE Transactions on Smart Grid. Volume 7, Issue 3, May 2016, Pages 1462 - 1475. 2016.

WASIAK, I.; PAWELEK, R.; MIENSKI, R. **Energy storage application in low-voltage microgrids for energy management and power quality improvement.** IET Generation, Transmission & Distribution. Volume 8, Issue 3, March 2014, Pages 463 - 472. 2014.

WANG, Z.; NEGASH, A.; KIRSCHEN, D. **Assessing the financial impacts of distributed energy on load serving entities.** Energy Policy. Volume 86, November 2015, Pages 380–392. 2015.

WEIBEL, S.; MADLENER, R. **Cost-effective design of ringwall storage hybrid power plants: A real options analysis.** Energy Conversion and Management. Volume 103, October 2015, Pages 871 - 885. 2015.

WEN, Y.; GUO, C.; KIRSCHEN, D. S.; DONG, S. **Enhanced Security-Constrained OPF With Distributed Battery Energy Storage.** IEEE Transactions on Power Systems. Volume 30, Issue 1, January 2015, Pages 98 - 108. 2015.

WEN, Y.; GUO, C.; PANDŽIĆ, H.; KIRSCHEN, D. S. **Enhanced Security-Constrained Unit Commitment With Emerging Utility-Scale Energy Storage.** IEEE Transactions on Power Systems. Volume 31, Issue 1, January 2016, Pages 652 - 662. 2016.

WEN, S.; LAN, H.; FU, Q.; YU, D. C.; ZHANG, L. **Economic Allocation for Energy Storage System Considering Wind Power Distribution.** IEEE Transactions on Power Systems. Volume 30, Issue 2, March 2015, Pages 644 - 652. 2015.

WORTHMANN, K.; KELLETT, C. M.; BRAUN, P.; GRÜNE, L.; WELLER, S. L. **Distributed and Decentralized Control of Residential Energy Systems Incorporating Battery Storage.** IEEE Transactions on Smart Grid. Volume 6, Issue 4, July 2015, Pages 1914 - 1923. 2015.

WU, L.; SHAHIDEHPOUR, M. **A hybrid model for integrated day-ahead electricity price and load forecasting in smart grid.** IET Generation, Transmission & Distribution, Volume 8, Issue 12. December 2014, Pages 1937 – 1950. 2014.

ZHAO, C.; YIN, H.; YANG, Z.; MA, C. **Equivalent Series Resistance-Based Energy Loss Analysis of a Battery Semiactive Hybrid Energy Storage System.** IEEE Transactions on Energy Conversion. Volume 30, Issue 3, September 2015, Pages 1081 - 1091. 2015.

ZHANG, F.; DENG, H.; MARGOLIS, R.; SU, J. **Analysis of distributed-generation photovoltaic deployment, installation time and cost, market barriers, and policies in China.** Energy Policy. Volume 81, June 2015, Pages 43–55. 2015.

ZOU, K.; AGALGAONKAR, A. P.; MUTTAQI, K. M.; PERERA, S. **An Analytical Approach for Reliability Evaluation of Distribution Systems Containing Dispatchable and Nondispatchable Renewable DG Units.** IEEE Transactions on Smart Grid. Volume 5, Issue 6, November 2014, Pages 2657 - 2665. 2014.

ZOU, P.; CHEN, Q.; XIA, Q.; HE, G.; KANG, C. **Evaluating the Contribution of Energy Storages to Support Large-Scale Renewable Generation in Joint Energy and Ancillary Service Markets.** IEEE Transactions on Sustainable Energy. Volume 7, Issue 2, April 2016, Pages 808 - 818. 2016.

APÊNDICE A – RESULTADOS DOS ESTUDOS DE CASO

Os resultados de todos 255 cenários e seus sub cenários são apresentados neste apêndice de forma resumida e divididos em função da quantidade de políticas adotadas concomitantemente. Para cada cenário é indicado o número de sub cenários em que o investimento inicial ficou acima do limite 1 e 2, apenas do limite 1, apenas 80% do limite 1 e aqueles em que não foram viáveis.

Tabela A.1 – Resultados da aplicação de apenas uma política regulatória

Políticas Aplicadas	Quantidade de Sub Cenários			
	Acima do Limite 1 e 2	Acima do Limite 1	Acima 80% do Limite 1	Inviáveis
1	0	18	44	379
2	0	0	0	441
3	0	0	0	441
4	0	0	0	441
5	0	0	0	441
6	0	0	5	436
7	0	0	0	441
8	0	5	22	414

Tabela A.2 – Resultados da aplicação de 2 políticas regulatórias

Políticas Aplicadas	Quantidade de Sub Cenários			
	Acima do Limite 1 e 2	Acima do Limite 1	Acima 80% do Limite 1	Inviáveis
1 e 2	0	70	103	268
1 e 3	0	18	44	379
1 e 4	0	20	48	373
1 e 5	0	15	40	386
1 e 6	2	86	118	235
1 e 7	0	70	103	268
1 e 8	6	100	133	202
2 e 3	0	0	0	441
2 e 4	0	0	0	441
2 e 5	0	0	0	441
2 e 6	0	34	65	342
2 e 7	0	18	44	379
2 e 8	0	53	86	302
3 e 4	0	0	0	441
3 e 5	0	0	0	441
3 e 6	0	0	5	436
3 e 7	0	0	0	441
3 e 8	0	5	23	413
4 e 5	0	0	0	441
4 e 6	0	0	6	435
4 e 7	0	0	0	441
4 e 8	0	6	26	409
5 e 6	0	0	2	439
5 e 7	0	0	0	441
5 e 8	0	3	17	421
6 e 7	0	34	66	341
6 e 8	0	70	103	268
7 e 8	0	53	86	302

Tabela A.3 – Resultados da aplicação de 3 políticas regulatórias

Políticas Aplicadas	Quantidade de Sub Cenários			
	Acima do Limite 1 e 2	Acima do Limite 1	Acima 80% do Limite 1	Inviáveis
1, 2 e 3	0	70	103	268
1, 2 e 4	0	73	105	263
1, 2 e 5	0	67	100	274
1, 2 e 6	19	124	156	142
1, 2 e 7	12	112	145	172
1, 2 e 8	27	134	169	111
1, 3 e 4	0	20	48	373
1, 3 e 5	0	15	40	386
1, 3 e 6	2	86	119	234
1, 3 e 7	0	70	103	268
1, 3 e 8	6	100	133	202
1, 4 e 5	0	17	44	380
1, 4 e 6	3	88	120	230
1, 4 e 7	0	73	106	262
1, 4 e 8	6	103	133	199
1, 5 e 6	1	83	116	241
1, 5 e 7	0	67	100	274
1, 5 e 8	5	95	129	212
1, 6 e 7	19	124	156	142
1, 6 e 8	34	145	178	84
1, 7 e 8	27	134	169	111
2, 3 e 4	0	0	0	441
2, 3 e 5	0	0	0	441
2, 3 e 6	0	34	66	341
2, 3 e 7	0	18	44	379
2, 3 e 8	0	53	86	302
2, 4 e 5	0	0	0	441
2, 4 e 6	0	37	69	335
2, 4 e 7	0	20	48	373
2, 4 e 8	0	54	87	300
2, 5 e 6	0	31	62	348
2, 5 e 7	0	15	40	386
2, 5 e 8	0	49	82	310
2, 6 e 7	2	86	117	236
2, 6 e 8	12	112	145	172
2, 7 e 8	6	100	133	202
3, 4 e 5	0	0	0	441
3, 4 e 6	0	0	6	435
3, 4 e 7	0	0	0	441
3, 4 e 8	0	6	26	409
3, 5 e 6	0	0	2	439
3, 5 e 7	0	0	0	441
3, 5 e 8	0	3	17	421
3, 6 e 7	0	34	66	341
3, 6 e 8	0	70	103	268
3, 7 e 8	0	53	86	302
4, 5 e 6	0	0	4	437
4, 5 e 7	0	0	0	441
4, 5 e 8	0	4	20	417
4, 6 e 7	0	37	69	335
4, 6 e 8	0	72	105	264
4, 7 e 8	0	54	88	299
5, 6 e 7	0	31	62	348
5, 6 e 8	0	67	99	275
5, 7 e 8	0	49	82	310

6, 7 e 8	12	112	145	172
----------	----	-----	-----	-----

Tabela A.4 – Resultados da aplicação de 4 políticas regulatórias

Políticas Aplicadas	Quantidade de Sub Cenários			
	Acima do Limite 1 e 2	Acima do Limite 1	Acima 80% do Limite 1	Inviáveis
1, 2, 3 e 4	0	73	106	262
1, 2, 3 e 5	0	67	100	274
1, 2, 3 e 6	19	124	156	142
1, 2, 3 e 7	12	112	145	172
1, 2, 3 e 8	27	134	169	111
1, 2, 4 e 5	0	69	103	269
1, 2, 4 e 6	20	126	158	137
1, 2, 4 e 7	14	113	148	166
1, 2, 4 e 8	29	137	171	104
1, 2, 5 e 6	17	122	154	148
1, 2, 5 e 7	11	110	143	177
1, 2, 5 e 8	26	133	166	116
1, 2, 6 e 7	44	154	188	55
1, 2, 6 e 8	61	172	208	0
1, 2, 7 e 8	52	164	197	28
1, 3, 4 e 5	0	17	44	380
1, 3, 4 e 6	3	88	121	229
1, 3, 4 e 7	0	73	106	262
1, 3, 4 e 8	6	103	133	199
1, 3, 5 e 6	1	83	116	241
1, 3, 5 e 7	0	67	100	274
1, 3, 5 e 8	5	96	129	211
1, 3, 6 e 7	19	124	157	141
1, 3, 6 e 8	34	145	178	84
1, 3, 7 e 8	27	134	169	111
1, 4, 5 e 6	2	86	116	237
1, 4, 5 e 7	0	69	103	269
1, 4, 5 e 8	6	98	131	206
1, 4, 6 e 7	20	126	158	137
1, 4, 6 e 8	37	147	180	77
1, 4, 7 e 8	29	137	171	104
1, 5, 6 e 7	17	122	154	148
1, 5, 6 e 8	33	143	176	89
1, 5, 7 e 8	26	133	166	116
1, 6, 7 e 8	61	172	208	0
2, 3, 4 e 5	0	0	0	441
2, 3, 4 e 6	0	37	69	335
2, 3, 4 e 7	0	20	48	373
2, 3, 4 e 8	0	54	88	299
2, 3, 5 e 6	0	31	62	348
2, 3, 5 e 7	0	15	40	386
2, 3, 5 e 8	0	49	82	310
2, 3, 6 e 7	2	86	118	235
2, 3, 6 e 8	12	112	145	172
2, 3, 7 e 8	6	100	133	202
2, 4, 5 e 6	0	33	65	343
2, 4, 5 e 7	0	17	43	381
2, 4, 5 e 8	0	52	84	305
2, 4, 6 e 7	2	87	120	232
2, 4, 6 e 8	13	113	147	168
2, 4, 7 e 8	6	102	133	200
2, 5, 6 e 7	1	82	115	243
2, 5, 6 e 8	10	108	143	180
2, 5, 7 e 8	5	95	129	212

2, 6, 7 e 8	34	145	177	85
3, 4, 5 e 6	0	0	4	437
3, 4, 5 e 7	0	0	0	441
3, 4, 5 e 8	0	4	20	417
3, 4, 6 e 7	0	37	69	335
3, 4, 6 e 8	0	72	105	264
3, 4, 7 e 8	0	54	88	299
3, 5, 6 e 7	0	31	62	348
3, 5, 6 e 8	0	67	99	275
3, 5, 7 e 8	0	49	82	310
3, 6, 7 e 8	12	112	145	172
4, 5, 6 e 7	0	33	65	343
4, 5, 6 e 8	0	69	102	270
4, 5, 7 e 8	0	52	84	305
4, 6, 7 e 8	13	113	147	168
5, 6, 7 e 8	10	109	143	179

Tabela A.5 – Resultados da aplicação de 5 políticas regulatórias

Políticas Aplicadas	Quantidade de Sub Cenários			
	Acima do Limite 1 e 2	Acima do Limite 1	Acima 80% do Limite 1	Inviáveis
1, 2, 3, 4 e 5	0	69	103	269
1, 2, 3, 4 e 6	20	126	158	137
1, 2, 3, 4 e 7	14	113	148	166
1, 2, 3, 4 e 8	29	137	171	104
1, 2, 3, 5 e 6	17	122	154	148
1, 2, 3, 5 e 7	12	110	143	176
1, 2, 3, 5 e 8	26	133	166	116
1, 2, 3, 6 e 7	44	154	188	55
1, 2, 3, 6 e 8	61	172	208	0
1, 2, 3, 7 e 8	53	164	197	27
1, 2, 4, 5 e 6	18	124	156	143
1, 2, 4, 5 e 7	12	112	145	172
1, 2, 4, 5 e 8	26	133	167	115
1, 2, 4, 6 e 7	44	155	190	52
1, 2, 4, 6 e 8	62	175	208	-4
1, 2, 4, 7 e 8	53	166	198	24
1, 2, 5, 6 e 7	41	154	187	59
1, 2, 5, 6 e 8	58	171	204	8
1, 2, 5, 7 e 8	49	161	196	35
1, 2, 6, 7 e 8	83	196	230	-68
1, 3, 4, 5 e 6	2	86	116	237
1, 3, 4, 5 e 7	0	70	103	268
1, 3, 4, 5 e 8	6	98	132	205
1, 3, 4, 6 e 7	20	126	158	137
1, 3, 4, 6 e 8	37	147	180	77
1, 3, 4, 7 e 8	29	137	171	104
1, 3, 5, 6 e 7	17	122	154	148
1, 3, 5, 6 e 8	33	143	176	89
1, 3, 5, 7 e 8	26	133	166	116
1, 3, 6, 7 e 8	61	172	208	0
1, 4, 5, 6 e 7	18	124	156	143
1, 4, 5, 6 e 8	34	145	177	85
1, 4, 5, 7 e 8	26	133	167	115
1, 4, 6, 7 e 8	62	175	209	-5
1, 5, 6, 7 e 8	58	171	204	8
2, 3, 4, 5 e 6	0	33	65	343
2, 3, 4, 5 e 7	0	17	43	381
2, 3, 4, 5 e 8	0	52	84	305

2, 3, 4, 6 e 7	2	87	120	232
2, 3, 4, 6 e 8	13	113	147	168
2, 3, 4, 7 e 8	6	102	133	200
2, 3, 5, 6 e 7	1	82	115	243
2, 3, 5, 6 e 8	10	109	143	179
2, 3, 5, 7 e 8	5	95	129	212
2, 3, 6, 7 e 8	34	145	177	85
2, 4, 5, 6 e 7	1	84	116	240
2, 4, 5, 6 e 8	12	111	145	173
2, 4, 5, 7 e 8	5	98	131	207
2, 4, 6, 7 e 8	37	146	179	79
2, 5, 6, 7 e 8	33	143	175	90
3, 4, 5, 6 e 7	0	33	65	343
3, 4, 5, 6 e 8	0	69	102	270
3, 4, 5, 7 e 8	0	52	84	305
3, 4, 6, 7 e 8	14	113	147	167
3, 5, 6, 7 e 8	10	110	143	178
4, 5, 6, 7 e 8	12	111	145	173

Tabela A.6 – Resultados da aplicação de 6 políticas regulatórias

Políticas Aplicadas	Quantidade de Sub Cenários			
	Acima do Limite 1 e 2	Acima do Limite 1	Acima 80% do Limite 1	Inviáveis
1, 2, 3, 4, 5 e 6	18	124	156	143
1, 2, 3, 4, 5 e 7	12	112	145	172
1, 2, 3, 4, 5 e 8	26	133	167	115
1, 2, 3, 4, 6 e 7	44	156	191	50
1, 2, 3, 4, 6 e 8	62	175	209	-5
1, 2, 3, 4, 7 e 8	53	166	198	24
1, 2, 3, 5, 6 e 7	41	154	187	59
1, 2, 3, 5, 6 e 8	58	171	204	8
1, 2, 3, 5, 7 e 8	49	161	196	35
1, 2, 3, 6, 7 e 8	83	196	230	-68
1, 2, 4, 5, 6 e 7	44	154	188	55
1, 2, 4, 5, 6 e 8	61	171	205	4
1, 2, 4, 5, 7 e 8	52	163	196	30
1, 2, 4, 6, 7 e 8	84	196	231	-70
1, 2, 5, 6, 7 e 8	82	194	230	-65
1, 3, 4, 5, 6 e 7	18	124	156	143
1, 3, 4, 5, 6 e 8	34	145	177	85
1, 3, 4, 5, 7 e 8	26	133	167	115
1, 3, 4, 6, 7 e 8	62	175	209	-5
1, 3, 5, 6, 7 e 8	58	171	204	8
1, 4, 5, 6, 7 e 8	61	171	206	3
2, 3, 4, 5, 6 e 7	1	86	116	238
2, 3, 4, 5, 6 e 8	12	111	145	173
2, 3, 4, 5, 7 e 8	5	98	131	207
2, 3, 4, 6, 7 e 8	37	146	179	79
2, 3, 5, 6, 7 e 8	33	143	175	90
2, 4, 5, 6, 7 e 8	33	145	177	86
3, 4, 5, 6, 7 e 8	12	112	145	172

Tabela A.7 – Resultados da aplicação de 7 políticas regulatórias

Políticas Aplicadas	Quantidade de Sub Cenários			
	Acima do Limite 1 e 2	Acima do Limite 1	Acima 80% do Limite 1	Inviáveis
1, 2, 3, 4, 5, 6 e 7	44	154	188	55
1, 2, 3, 4, 5, 6 e 8	61	171	206	3
1, 2, 3, 4, 5, 7 e 8	52	163	196	30
1, 2, 3, 4, 6, 7 e 8	84	196	231	0
1, 2, 3, 5, 6, 7 e 8	82	194	230	0
1, 2, 4, 5, 6, 7 e 8	82	196	230	0
1, 3, 4, 5, 6, 7 e 8	61	171	206	3
2, 3, 4, 5, 6, 7 e 8	33	145	177	86

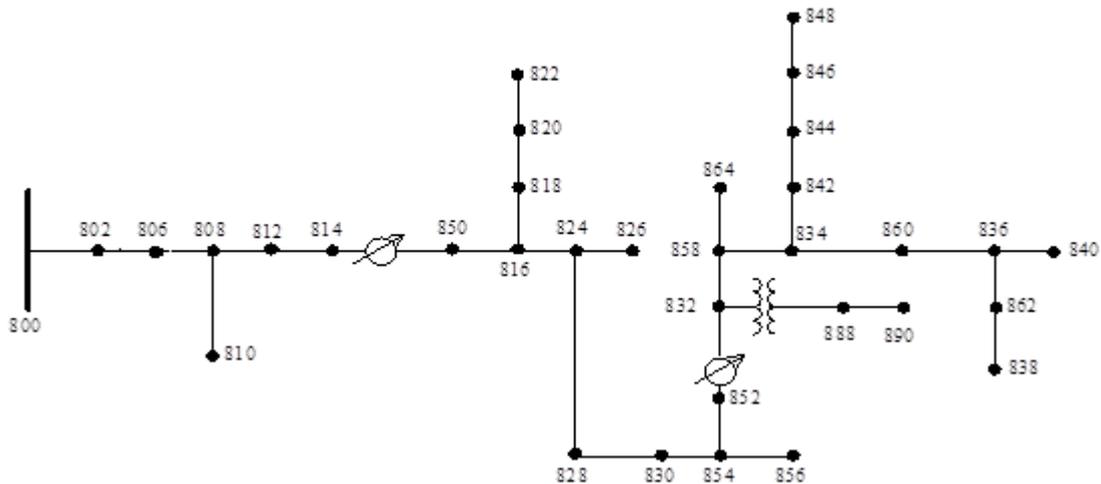
Tabela A.8 – Resultados da aplicação de 8 políticas regulatórias

Políticas Aplicadas	Quantidade de Sub Cenários			
	Acima do Limite 1 e 2	Acima do Limite 1	Acima 80% do Limite 1	Inviáveis
Todos	82	196	230	0

ANEXO A – SISTEMA IEEE 34 BARRAS

O sistema IEEE 34 barras é uma rede de distribuição típica, radial, com 2 reguladores de tensão, cuja topologia é demonstrada abaixo.

Figura A.1 –Alimentador teste IEEE 34 barras



Fonte: IEEE.

Figura A.2 –Configuração das linhas

Overhead Line Configurations (Config.)				
Config.	Phasing	Phase	Neutral	Spacing ID
		ACSR	ACSR	
300	B A C N	1/0	1/0	500
301	B A C N	#2 6/1	#2 6/1	500
302	A N	#4 6/1	#4 6/1	510
303	B N	#4 6/1	#4 6/1	510
304	B N	#2 6/1	#2 6/1	510

Fonte: IEEE.

Figura A.3 –Dados de linha por seguimento

Line Segment Data

Node A	Node B	Length(ft.)	Config.
800	802	2580	300
802	806	1730	300
806	808	32230	300
808	810	5804	303
808	812	37500	300
812	814	29730	300
814	850	10	301
816	818	1710	302
816	824	10210	301
818	820	48150	302
820	822	13740	302
824	826	3030	303
824	828	840	301
828	830	20440	301
830	854	520	301
832	858	4900	301
832	888	0	XF-1
834	860	2020	301
834	842	280	301
836	840	860	301
836	862	280	301
842	844	1350	301
844	846	3640	301
846	848	530	301
850	816	310	301
852	832	10	301
854	856	23330	303
854	852	36830	301
858	864	1620	302
858	834	5830	301
860	836	2680	301
862	838	4860	304
888	890	10560	300

Fonte: IEEE.

Figura A.4 –Descrição dos tipos de linhas

```

Configuration 300:
----- Z & B Matrices Before Changes -----
      Z (R +jX) in ohms per mile
1.3368  1.3343   0.2101  0.5779   0.2130  0.5015
          1.3238  1.3569   0.2066  0.4591
                      1.3294  1.3471
      B in micro Siemens per mile
      5.3350   -1.5313   -0.9943
          5.0979   -0.6212
                      4.8880

Configuration 301:
      Z (R +jX) in ohms per mile
1.9300  1.4115   0.2327  0.6442   0.2359  0.5691
          1.9157  1.4281   0.2288  0.5238
                      1.9219  1.4209
      B in micro Siemens per mile
      5.1207   -1.4364   -0.9402
          4.9055   -0.5951
                      4.7154

Configuration 302:
      Z (R +jX) in ohms per mile
2.7995  1.4855   0.0000  0.0000   0.0000  0.0000
          0.0000  0.0000   0.0000  0.0000
                      0.0000  0.0000
      B in micro Siemens per mile
      4.2251   0.0000   0.0000
          0.0000   0.0000
                      0.0000

Configuration 303:
      Z (R +jX) in ohms per mile
0.0000  0.0000   0.0000  0.0000   0.0000  0.0000
          2.7995  1.4855   0.0000  0.0000
                      0.0000  0.0000
      B in micro Siemens per mile
      0.0000   0.0000   0.0000
          0.0000   4.2251   0.0000
                      0.0000

Configuration 304:
      Z (R +jX) in ohms per mile
0.0000  0.0000   0.0000  0.0000   0.0000  0.0000
          1.9217  1.4212   0.0000  0.0000
                      0.0000  0.0000
      B in micro Siemens per mile
      0.0000   0.0000   0.0000
          0.0000   4.3637   0.0000
                      0.0000

```

Fonte: IEEE.

Figura A.5 –Dados dos transformadores

Transformer Data					
	kVA	kV-high	kV-low	R - %	X - %
Substation:	2500	69 - D	24.9 -Gr. W	1	8
XFM -1	500	24.9 - Gr.W	4.16 -Gr. W	1.9	4.08

Fonte: IEEE.

Figura A.6 –Dados de Carga spot

Spot Loads							
Node	Load Model	Ph-1 kW	Ph-1 kVAr	Ph-2 kW	Ph-2 kVAr	Ph-3 kW	Ph-4 kVAr
860	Y-PQ	20	16	20	16	20	16
840	Y-I	9	7	9	7	9	7
844	Y-Z	135	105	135	105	135	105
848	D-PQ	20	16	20	16	20	16
890	D-I	150	75	150	75	150	75
830	D-Z	10	5	10	5	25	10
Total		344	224	344	224	359	229

Fonte: IEEE.

Figura A.7 –Dados de Carga Distribuída

Distributed Loads								
Node A	Node B	Load Model	Ph-1 kW	Ph-1 kVAr	Ph-2 kW	Ph-2 kVAr	Ph-3 kW	Ph-3 kVAr
802	806	Y-PQ	0	0	30	15	25	14
808	810	Y-I	0	0	16	8	0	0
818	820	Y-Z	34	17	0	0	0	0
820	822	Y-PQ	135	70	0	0	0	0
816	824	D-I	0	0	5	2	0	0
824	826	Y-I	0	0	40	20	0	0
824	828	Y-PQ	0	0	0	0	4	2
828	830	Y-PQ	7	3	0	0	0	0
854	856	Y-PQ	0	0	4	2	0	0
832	858	D-Z	7	3	2	1	6	3
858	864	Y-PQ	2	1	0	0	0	0
858	834	D-PQ	4	2	15	8	13	7
834	860	D-Z	16	8	20	10	110	55
860	836	D-PQ	30	15	10	6	42	22
836	840	D-I	18	9	22	11	0	0
862	838	Y-PQ	0	0	28	14	0	0
842	844	Y-PQ	9	5	0	0	0	0
844	846	Y-PQ	0	0	25	12	20	11
846	848	Y-PQ	0	0	23	11	0	0
Total			262	133	240	120	220	114

Fonte: IEEE.

Figura A.8 –Capacitores

Shunt Capacitors

Node	Ph-A kVAr	Ph-B kVAr	Ph-C kVAr
844	100	100	100
848	150	150	150
Total	250	250	250

Fonte: IEEE.

Figura A.9 –Dados dos Reguladores

Regulator Data

Regulator ID:	1		
Line Segment:	814 - 850		
Location:	814		
Phases:	A - B -C		
Connection:	3-Ph,LG		
Monitoring Phase:	A-B-C		
Bandwidth:	2.0 volts		
PT Ratio:	120		
Primary CT Rating:	100		
Compensator Settings:	Ph-A	Ph-B	Ph-C
R - Setting:	2.7	2.7	2.7
X - Setting:	1.6	1.6	1.6
Voltage Level:	122	122	122
Regulator ID:	2		
Line Segment:	852 - 832		
Location:	852		
Phases:	A - B -C		
Connection:	3-Ph,LG		
Monitoring Phase:	A-B-C		
Bandwidth:	2.0 volts		
PT Ratio:	120		
Primary CT Rating:	100		
Compensator Settings:	Ph-A	Ph-B	Ph-C
R - Setting:	2.5	2.5	2.5
X - Setting:	1.5	1.5	1.5
Voltage Level:	124	124	124

Fonte: IEEE.