



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO PROFISSIONAL EM ENGENHARIA DE
PRODUÇÃO

WELITON HENRIQUE ALVES DE SÁ PEDROSO

**SISTEMA DE APOIO À DECISÃO PARA SUPORTE À CONTRATAÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA NO AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE**

Recife
2024

WELITON HENRIQUE ALVES DE SÁ PEDROSO

**SISTEMA DE APOIO À DECISÃO PARA SUPORTE À CONTRATAÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA NO AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação Profissional em Engenharia de Produção da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para obtenção do título de mestre em Engenharia de Produção. Área de concentração: Gerência da Produção.

Orientador: Marcelo Hazin Alencar

Recife

2024

.Catalogação de Publicação na Fonte. UFPE - Biblioteca Central

Pedroso, Weliton Henrique Alves de Sá.

Sistema de apoio à decisão para suporte à contratação de energia elétrica no ambiente de contratação livre / Weliton Henrique Alves de Sá Pedroso. - Recife, 2024.

77f.: il.

Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, Programa de Pós-graduação Profissional em Engenharia de Produção, 2024.

Orientação: Marcelo Hazin Alencar.

1. energia; 2. ambiente de contratação livre; 3. sistema de apoio à decisão. I. Alencar, Marcelo Hazin. II. Título.

UFPE-Biblioteca Central

CDD 658.5

SISTEMA DE APOIO À DECISÃO PARA SUPORTE À CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE

Dissertação apresentada ao Programa Profissional de Pós-Graduação Profissional em Engenharia de Produção da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para obtenção do título de mestre em Engenharia de Produção. Área de concentração: Gerência da Produção

Aprovado em: ___/___/_____.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Marcelo Hazin Alencar (Orientador)
Universidade Federal de Pernambuco - UFPE

Prof^a. Dr^a. Maisa Mendonça Silva (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco - UFPE

Prof. Dr. Tarso Vilela Ferreira (Examinador Externo)
Universidade Federal de Sergipe - UFS

AGRADECIMENTOS

É importante agradecer às pessoas que se fizeram mais presente e participaram de forma mais ativa durante a caminhada, que fizeram parte de momentos importantes que, se não houvesse, o trabalho não aconteceria.

Agradecimento, *in memoriam*, a minha avó Anália, que se dedicou, quase que integralmente, a minha criação, tendo-me como seu filho.

Agradeço aos meus pais, Vilma e Weliton. Vilma, professora, que sempre lutou e batalhou muito por minha educação e fez de tudo para sempre entregar o melhor. Weliton, que também sempre batalhou bastante, percorreu todo o interior de Pernambuco para que as pessoas que vivem no Brasil mais profundo e esquecido tivessem acesso às condições mínimas de vida.

Agradeço ao tio Toinho, que proveu praticamente toda a minha educação fundamental e média. Também sempre se desdobrou o máximo que pôde, tratando-me como se fosse seu filho e me dar o melhor.

Agradeço a meu irmão, Guilherme, por todo companheirismo durante todo o tempo que moramos juntos.

Agradeço a minha esposa, Vanessa, por toda paciência em meio às ausências por todas as muitas horas investidas no desenvolvimento deste trabalho. Ainda, agradeço por todo o apoio e o incentivo para continuar e não desistir dos meus objetivos.

Agradeço a minha sogra, Zuleide, por todo apoio durante as mudanças que incorreram durante o curso do mestrado.

Ao professor e orientador Marcelo Hazin Alencar, devo um agradecimento especial por todo apoio e cobrança durante o trabalho. Posso dizer, sem medo de errar, que se não fosse sua persistência para comigo, o trabalho não teria acontecido.

Além disso, não posso deixar de agradecer a Frederico Bezerra e Rafael Silva, que me deram a oportunidade de iniciar no mercado de energia. A Filipe Guedes, que me ensinou bastante durante o período que estive sob sua supervisão. A Matheus Raffael, que iniciou o mestrado junto comigo e, profissionalmente, sempre me incentivou e proporcionou diversas oportunidades que só me engrandecem. A André Cavalcanti, pela confiança e por fazer ser possível cursar o mestrado. Por fim, não poderia deixar de agradecer aos colegas de mestrado que deram um suporte incrível para vencer as dificuldades acadêmicas durante a pandemia de COVID-19.

RESUMO

No setor elétrico brasileiro, o Ambiente de Contratação Livre (ACL) apresenta diversas variáveis que dificultam a contratação de energia. Com as quedas de barreira de mercado que acontecerão nos próximos anos, a utilização de sistemas de apoio à decisão (SAD) será cada vez mais necessária nas grandes empresas de energia do Brasil. Nesse contexto, apresenta-se nesta pesquisa um sistema de apoio à decisão que, a partir do histórico de consumo, condições de mercado, tarifas de distribuidora, tensão de fornecimento, demanda contratada, consumo no horário ponta e fora ponta, analisa as principais variáveis de decisão e retorna análises gráficas, de forma clara e concisa, do melhor tipo de energia, modalidade tarifária, custo no mercado regulado e livre, além de projeção de economia. A análise destas variáveis auxilia o decisor na tomada de decisão no contexto da contratação de energia no ACL. Assim, avalia-se neste trabalho, em termos práticos, um determinado consumidor que vislumbra uma possível migração para o ACL. Para tanto, são realizadas duas avaliações, a primeira na tensão de fornecimento de 13,8 kV e a segunda na tensão de fornecimento de 138 kV. Ambas avaliações englobam a escolha de modalidade tarifária, tipo de energia, projeção de economia, entre outros. Como resultado, o SAD produz informações para que os operadores possam analisar, de forma rápida, clara, correta e com escala, todas as variáveis envolvidas na contratação de energia. Inserindo-se o SAD no dia a dia dos operadores de mercado da organização, é possível economizar mais de 6.000 horas de trabalho, estas associadas à redução de mais de R\$ 180.000 anuais, que resulta na possibilidade de dobrar a capacidade de atendimento sem necessidade de aumento de equipe.

Palavras-chave: energia; ambiente de contratação livre; sistema de apoio à decisão.

ABSTRACT

In the Brazilian electricity sector, the Free Contracting Environment (ACL) presents several variables that make energy contracting difficult. With the market barriers falling in the coming years, the use of decision support systems (DSS) will be increasingly necessary in large energy companies in Brazil. In this context, this research presents a decision support system that, based on consumption history, market conditions, distributor tariffs, supply tension, contracted demand, consumption at peak and off-peak times, analyzes the main variables decision and returns graphical analyses, in a clear and concise way, of the best type of energy, tariff modality, cost in the regulated and free market, in addition to savings projections. The analysis of these variables helps the decision maker in making decisions in the context of energy contracting in the ACL. Therefore, this work evaluates, in practical terms, a certain consumer who envisages a possible migration to the ACL. To this end, two evaluations are carried out, the first at a supply voltage of 13.8 kV and the second at a supply voltage of 138 kV. Both assessments include the choice of tariff modality, type of energy, projected savings, among others. As a result, the SAD produces information so that operators can analyze, quickly, clearly, correctly and on a scale, all the variables involved in energy contracting. By inserting the SAD into the daily lives of the organization's market operators, it is possible to save more than 6,000 hours of work, associated with a reduction of more than R\$ 180,000 annually, which results in the possibility of doubling the service capacity without need team increase.

Keywords: Energy; free contracting environment; decision support system.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 –	Capacidade Instalada de geração de energia 2023	17
Figura 2 –	Grupo A x Grupo B	25
Figura 3 –	Estrutura Tarifária - TUSD	28
Figura 4 –	Estrutura Tarifária - TE	29
Figura 5 –	Submercados	32
Figura 6 –	Histórico do PLD	33
Figura 7 –	Consumidor Especial	35
Figura 8 –	Consumidor Livre	35
Figura 9 –	Comparação entre IPCA e IGP-M	37
Figura 10 –	Comparação entre IPCA e IGP-M	38
Figura 11 –	Arquitetura de SAD	43
Figura 12 –	Diagrama de blocos	44
Figura 13 –	Tela de Cadastro	46
Figura 14 –	Tela de Cadastro – <i>online</i>	46
Figura 15 –	Tela de cadastro de dados de distribuição	47
Figura 16 –	Tela de cadastro de dados de distribuição – <i>online</i>	47
Figura 17 –	Tela de Entrada de Histórico de Consumo	48
Figura 18 –	Tela de Entrada de Histórico de Consumo – <i>online</i>	49
Figura 19 –	Tela de Entrada de Dados Comerciais	50
Figura 20 –	Tela de Entrada de Dados Comerciais – <i>online</i>	50
Figura 21 –	Tela de Apresentação de Histórico de Consumo	51
Figura 22 –	Tela de retorno de custo de bandeiras tarifárias	52
Figura 23 –	Tela de retorno de análise de modalidade tarifária	53
Figura 24 –	Tela de retorno de sensibilidade tarifária	53
Figura 25 –	Tela de retorno do custo livre	56
Figura 26 –	Tela de retorno do custo do desconto	57
Figura 27 –	Tela de retorno: economia azul	59
Figura 28 –	Tela de retorno: economia verde	59
Figura 29 –	Dados de entrada – consumidor 1	61
Figura 30 –	Análise do ambiente cativo – consumidor 1	62
Figura 31 –	Estudo de modalidade tarifária – consumidor 1	63

Figura 32 –	Estudo de mercado livre – consumidor 1	64
Figura 33 –	Estudo de economia – consumidor 1	65
Figura 34 –	Dados de entrada – consumidor 2	66
Figura 35 –	Análise do ambiente cativo – consumidor 2	66
Figura 36 –	Estudo de modalidade tarifária – consumidor 2	67
Figura 37 –	Estudo de mercado livre – consumidor 2	68
Figura 38 –	Estudo de economia – consumidor 2	69

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 –	Modalidade Tarifária	25
Tabela 2 –	Grupo B	25
Tabela 3 –	Tipos de Energia – Outorga antes de 2016	35
Tabela 4 –	Tipos de Energia – Outorga a partir de 2016	35
Tabela 5 –	Artigos – <i>Clarivates Web of Science</i>	42
Tabela 6 –	REN n° 2.757, de 18 de Agosto de 2020 – A4	61
Tabela 7 –	REN n° 2.757, de 18 de Agosto de 2020 – A2	66

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABRACEEL	Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia
AMFORP	<i>American and Foreign Power Co.</i>
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CAA	Custo Anual dos Ativos
CAOM	Custo de Administração, Operação e Manutenção
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia
CDE	Quota da Conta de Desenvolvimento Energético
CDE CONTAS	Quota da Conta de Desenvolvimento Energético associada aos Empréstimos da Conta COVID e Conta Escassez Hídrica
CDE GD	Quota da Conta de Desenvolvimento Energético associado ao benefício tarifário do sistema de compensação da geração distribuída
CDE ELET	Quota da Conta de Desenvolvimento Energético para modicidade tarifária, resultado da desestatização da Eletrobras
CEPEL	Centro de Pesquisa de Energia Elétrica
CFURH	Contribuição sobre Uso de Recursos Hídricos
CGH	Central Geradora Hidráulica
CNPJ	Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
CliqCCEE	Sistema de contabilização e liquidação brasileira
CMO	Custo Marginal de Operação
DSS	<i>Decision Support System</i>
ELETROBRAS	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
ESS	Encargos de Serviços de Sistema
EER	Encargo de Energia de Reserva
FGV	Fundação Getúlio Vargas
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IPCA	Índice de Preços ao Consumidor Amplo
MCP	Mercado de Curto Prazo
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
P&D_EE	Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PMO	Programação Mensal da Operação
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

SAMP	Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica
SAD	Sistema de Apoio à Decisão
SIN	Sistema Interligado Nacional
TE	Tarifa de Energia
TE CDE	Quota da Conta de Desenvolvimento Energético associada aos Empréstimos da Conta COVID e Conta Escassez Hídrica
TFSEE	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	OBJETIVOS	20
1.1.1	Objetivos gerais	20
1.1.2	Objetivos específicos	20
1.1.3	Metodologia de pesquisa científica	20
2	BASE CONCEITUAL E REVISÃO DA LITERATURA	22
2.1	ENERGIA	
2.1.1	Como a energia elétrica é cobrada do consumidor	22
2.1.2	Estrutura tarifária	22
2.1.2.1	Grupo A	22
2.1.2.1.1	<i>Modalidade tarifária</i>	23
2.1.2.1.1.1	<i>Azul</i>	23
2.1.2.1.1.2	<i>Verde</i>	23
2.1.2.2	Grupo B	24
2.1.2.3	Classes de Consumo	24
2.1.2.3.1	<i>Subclasses de consumo</i>	25
2.1.2.4	Composição Tarifária	26
2.1.2.4.1	<i>TUSD</i>	26
2.1.2.4.2	<i>TE</i>	27
2.1.3	Ambiente de contratação regulado	28
2.1.3.1	Leilões de Energia	28
2.1.3.2	Bandeiras tarifárias	29
2.1.4	Ambiente de contratação livre	30
2.1.4.1	Tipo de Consumidores	30
2.1.4.4.1	<i>Consumidor Livre</i>	30
2.1.4.4.2	<i>Consumidor Especial</i>	30
2.1.4.2	Submercados e preço de liquidação das diferenças	30
2.1.4.3	Tipos de Energia	32
2.1.4.4	Riscos	34
2.1.4.4.1	<i>Risco de mercado</i>	34
2.1.4.4.2	<i>Risco de liquidez</i>	35

2.1.4.4.3	<i>Risco de hidrológico</i>	35
2.1.4.4.4	<i>Risco de submercado</i>	36
2.1.4.4.5	<i>Risco de indexação</i>	36
2.1.4.5	Modalidade atacadista	37
2.1.4.6	Modalidade varejista	38
2.2	SISTEMA DE APOIO À DECISÃO	39
2.2.1	Revisão da Literatura	41
2.2.2	Arquitetura dos SADs	42
3	SISTEMA DE APOIO À DECISÃO PROPOSTO	43
3.1	METODOLOGIA DO SAD	43
3.2	ESTRUTURA DO SISTEMA DE APOIO À DECISÃO PROPOSTO	44
3.2.1	Dados Cadastrais	46
3.2.2	Dados de Distribuição	47
3.2.3	Histórico de Consumo	48
3.2.4	Dados Comerciais	49
3.2.5	Fórmulas de Cálculo – Modelos de Interação	50
4	CAPÍTULO 4	60
4.1	ESTUDO DE CASO	60
4.1.1	Avaliação 1 – Tensão de Fornecimento – 13,8 kV – Grupo A4	60
4.1.2	Avaliação 2 – Tensão de Fornecimento – 138 kV – Grupo A2	65
5	CONCLUSÕES	70
	REFERÊNCIAS	72

1 INTRODUÇÃO

O Brasil, desde o início da colonização portuguesa, passou por diversos ciclos de desenvolvimento, estes marcados pela exploração das riquezas do país. Ciclos como do açúcar, do ouro e do café são exemplos de períodos que marcaram as riquezas já exploradas. Contudo, no período denominado como Segundo Império, o Brasil iniciou a transição entre uma economia fortemente rural para uma economia industrial, em que a eletricidade teve papel central nesta. Conforme Hesla (2011), Dom Pedro II incentivou o desenvolvimento industrial brasileiro após Thomas Edison implantar o primeiro centro de energia elétrica para o serviço público de Nova York. A partir desse momento, no ano de 1880, o Brasil já possuía 90 indústrias têxteis, 23 alimentícias, 15 químicas e mais 23 de diversos segmentos.

Em 1889, ano em que foi proclamada a República, inaugurou-se a primeira hidrelétrica pública do Brasil, que possuía dois geradores monofásicos – 250 kW de potência, 1.000 V, 60 Hz – e era utilizada para abastecer uma indústria têxtil. A eletrificação brasileira teve maior ênfase no Rio de Janeiro, então capital nacional, acompanhada pelas cidades de São Paulo e Santos. Após a decadência do Império, a eletricidade tornou-se central no cotidiano do brasileiro. As inovações tecnológicas, assim como as novas gerações de motores e os sistemas mais eficientes de transmissão e distribuição, abriram o uso comercial da eletricidade. Já no estado de São Paulo, os fortes ganhos com o *boom* do café permitiram investimentos iniciais na geração de energia em um mercado ainda iniciante da *commodity* – que se tornaria indispensável para a vida moderna.

Em 1899, constituiu-se em Toronto (Canadá) a *São Paulo Tramway, Light and Power Company Limited*. No ano seguinte, ela deu início à operação da primeira linha paulistana de bondes elétricos, que utilizava energia fornecida por uma termelétrica da própria companhia (Gomes *et al.*, 2002). O investimento inicial foi de US\$ 6 milhões, o que permitiu à empresa (cujo nome foi abreviado pelos brasileiros para *Light*) fornecer capital e conhecimento de engenharia, incorporar todos os seus concorrentes em pouco tempo, fornecer, simultaneamente, iluminação e eletricidade doméstica – como instalou os trilhos do bonde que cruzam a cidade e se expandem para o estado vizinho do Rio de Janeiro.

Já em 1904 houve a criação da empresa *The Rio de Janeiro Tramway, Light and Power Company Limited*, em Toronto (Canadá), pelo mesmo grupo de investidores canadenses e norte-americanos da *São Paulo Light* (Brandi, 2022). Em 1927, um

outro investidor, a *American and Foreign Power Co.* (AMFORP), da *Bond and Share Co.* (ligada à *General Electric*, atual Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL)), iniciou suas operações no Centro-Oeste paulista. Em 1960, as duas empresas citadas detinham mais de 80% de concessões de eletricidade do Brasil. Contudo, conforme Magalhaes e Tomiyoshi (2011), após a Segunda Guerra Mundial, as regiões de São Paulo e Rio de Janeiro enfrentaram uma grave escassez de energia elétrica. As duas grandes empresas estrangeiras que detinham 80% das concessões de energia no Brasil, situação que se manteve até 1960, não fizeram o suficiente para melhorar a qualidade de seus serviços, embora suas instalações estivessem obsoletas há muito tempo em todo o Brasil. Em outras palavras, a economia brasileira cresceu cerca de 2,5% ao ano enquanto a produção de energia cresceu 1,9%, mesmo apresentando uma situação insustentável. Para tanto, o governo concluiu que devia trabalhar para ter mais controle sobre os sistemas de energia elétrica, fator que, conseqüentemente, levou à venda de empresas estrangeiras para o estado ou à sua expropriação – em que a antiga *Light* foi renomeada como Eletropaulo, e a *American and Foreign Power Co.* tornou-se Companhia Paulista de Força e Luz.

O novo ciclo de desenvolvimento coincidiu com o Regime Militar (1964-1985). Nesse período, diversos órgãos estatais foram criados, como o Departamento de Minas e Energia, em 1960. A criação das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras) foi proposta em 1954 pelo presidente Getúlio Vargas. O projeto, porém, enfrentou grande oposição e só foi aprovado após sete anos de tramitação no Congresso Nacional. A Eletrobras tinha como objetivo, além de fomentar estudos, construir projetos, operar usinas geradoras, linhas de transmissão e subestações para abastecer o consumo nacional (Brasil, 2022 (e)).

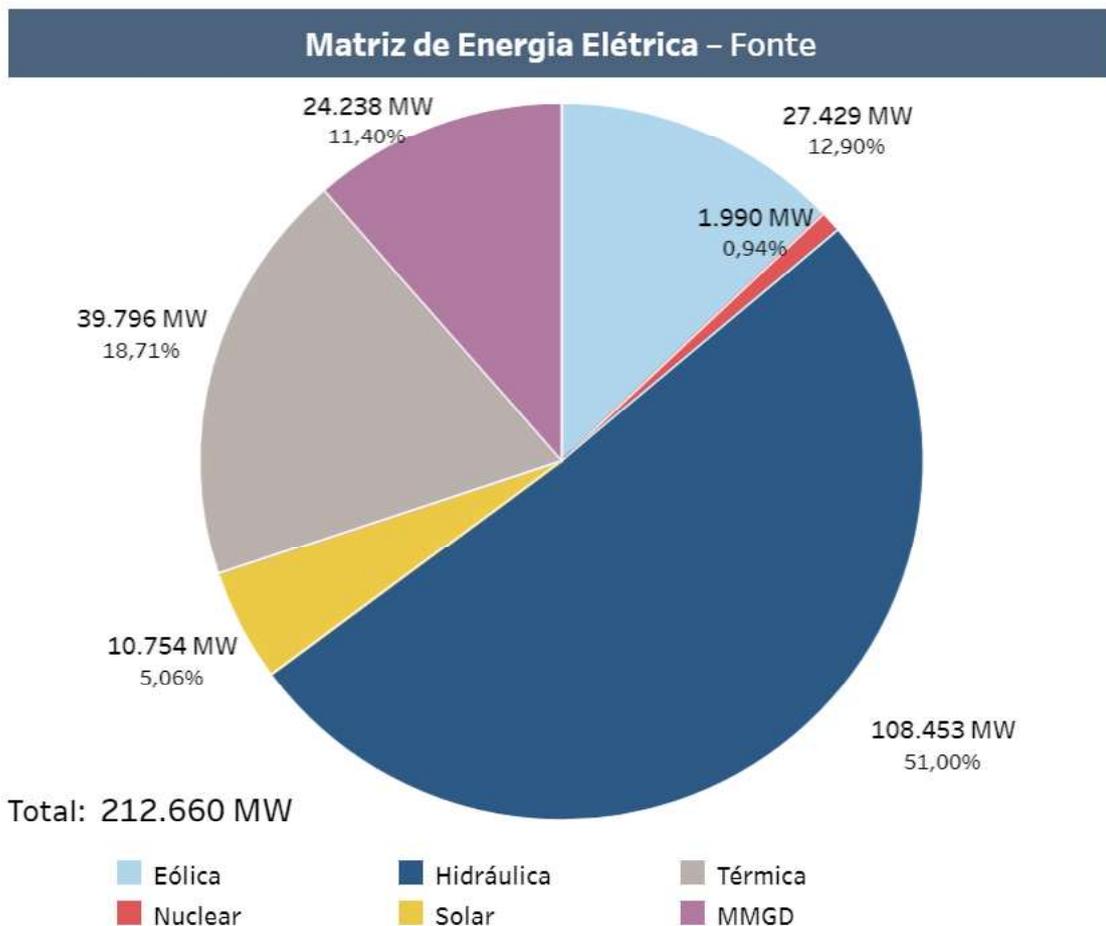
Já o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel) foi criado em 1973 pelos Eletrobras, Furnas, CHESF, Eletronorte e Eletrosul com o objetivo de promover e preservar uma infraestrutura científica e de pesquisa, além de desenvolver tecnologias avançadas para equipamentos e sistemas elétricos e criar produtos e serviços tecnológicos para maior segurança e eficiência do setor elétrico (Energia, 2023). Por conseguinte, o Cepel se tornou o maior centro de pesquisas da América Latina.

Nesse período também foi construída, à época, a segunda maior hidrelétrica do mundo, com 14.000 MW de capacidade instalada, esta na cidade de Itaipu. Na década de 1990, o Brasil iniciou as reformas institucionais e as privatizações dos sistemas de distribuição de energia. Em 2004, a Lei n. 10.848, de 15 de março de 2004, e sua

regulamentação com o Decreto n. 5.163, de 15 de julho de 2004, permitiram o novo modelo ao setor elétrico brasileiro.

No século XXI, geração, transmissão, distribuição, comercialização e consumo são os cinco segmentos que compõem o setor elétrico brasileiro. Segundo o Operador Nacional do Sistema (ONS), a geração hidráulica é o segmento predominante na matriz da energia elétrica brasileira, visto que, em 2023, esta correspondia a 51% de toda capacidade instalada (Figura 1). De acordo com a Programação Mensal da Operação (PMO), de dezembro de 2023, o Brasil possui capacidade instalada total de 212.660 MW. Até 2027, esse número deve chegar a 254.156 MW e, em 2028, a participação da fonte hidráulica cairá dos atuais 50,1% (em 2023) para 42,95%. A fonte eólica crescerá dos atuais 26.163 MW (13,7%) para 34.916 MW (13,74%), e a fonte solar mais que dobrará a capacidade – 12.673 MW (5,85%) para 37.718 MW

Figura 1 – Capacidade Instalada de geração de energia elétrica 2023



Fonte: ONS (a) 2023.

(14,84%). Silveira (2007) indica que a matriz da energia elétrica é sustentável devido à alta utilização da geração hidráulica – que, por ser renovável, possui baixa emissão de carbono.

Os segmentos de geração, distribuição, comercialização e consumo participam do mercado elétrico brasileiro. Para o segmento consumo, este mercado se divide em dois ambientes de contratação de energia: o ambiente de contratação regulada (ACR) e o ambiente de contratação livre (ACL). Todos os consumidores, desde pequenas residências até grandes intensivos de energia, podem acessar o ACR. Neste, os consumidores adquirem serviço de distribuição e produto de energia do distribuidor ao qual estão conectados na área de concessão. Observe os exemplos: no estado de Pernambuco, uma residência adquire o serviço de distribuição e o produto 'energia' da atual detentora da concessão, Neoenergia Pernambuco; já no estado de São Paulo, uma residência localizada em Sorocaba é atendida pela CPFL Piratininga, e outra localizada em Santo André é atendida pela ENEL-SP, devido a áreas de concessões diferentes. As tarifas de energia do ACR são reguladas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

No ACL existem requisitos mínimos de acesso. Até o ano de 2023, apenas consumidores com demanda contratada maior ou igual a 500 kW podiam migrar para o ambiente – com exceção para comunhões de carga de fato ou de direito. A comunhão de fato permite que consumidores localizados no mesmo terreno de área contígua possam somar demandas contratadas para atingir o limite mínimo exigido. A comunhão de direito permite que uma mesma empresa, com várias unidades e mesmo cadastro nacional de pessoa jurídica (CNPJ) raiz, some as demandas contratadas para atingir o limite mínimo – desde que estejam no mesmo submercado.

Com a publicação da Portaria n. 50/2022, pelo Ministério de Minas e Energia (MME), e da Resolução Normativa n. 1.059/2023, da ANEEL, todos os consumidores pertencentes ao grupo A que possuem demanda contratada inferior a 500 kW poderão migrar para o ACL na modalidade varejista a partir de janeiro de 2024. Com a flexibilização das regras de migração, cerca de 157.000 consumidores, portanto, estarão aptos a migrar para o ACL, de acordo com o Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica (SAMP). Para efeito de comparação, segundo o Infomercado mensal de outubro de 2023, publicado pela Câmara de Comercialização de Energia (CCEE), cerca de 37.000 unidades consumidoras já estão no ACL, ou seja, a abertura de mercado possibilita um número 5 vezes maior que o atual de consumidores no ACL. Amadeu e Barbosa (2020) indicam que, diferentemente do ACR, os acordos bilaterais determinam os preços

livremente negociados entre os vendedores (geradores e comercializadores) e compradores (comercializadoras e consumidores). Burin, Siluk, Rediske e Rosa (2020), contudo, alertam que, antes da decisão de migração, é importante que o consumidor tenha ciência das características estratégicas e operacionais do ACL, pois haverá mais riscos e incertezas na tomada de decisão. Ademais, Lima e Paula (2021) acautelam que o custo e os riscos dos contratos no ACL estão associados a diversas variáveis de decisão. Diferente do ACR, que apenas possui a variável de demanda contratada com a concessionária local, no ACL é necessário definir quantidade, duração de contrato, entre outros itens com o gerador ou comercializador.

Já Fernandes, Gomes e Brandão (2019) salientam que, apesar do Brasil possuir o terceiro maior potencial hidrelétrico do mundo – uma fonte não poluente e de baixo custo associado –, há forte exposição ao risco hidrológico. Dessa forma, sua geração é altamente suscetível aos fatores climáticos, principalmente as chuvas, e influenciar os custos de geração, que podem ser altos, ocasionados por baixas precipitações.

Considerando o momento de abertura de mercado – que trará ao ACL um grande número de consumidores –, as empresas de energia que nele atuam, comercializadoras e consultorias, terão uma escalabilidade nunca vista. Dessa forma, o presente trabalho visa trazer um sistema de apoio à decisão que apresente, embasado em dados passados e projeções futuras, os diversos indicadores e resultados necessários para suportar a melhor decisão, seja na melhor operação ou na redução de custos com energia elétrica, seja na migração para o ACL ou na continuidade no ACR.

Nesse cenário, uma organização no ramo de energia, nascida em 2012 como empresa de consultoria para grandes consumidores, passa por um grande momento de transformação após a abertura de mercado indicada pela Portaria n. 50/2022, do MME. Com a possibilidade de aumento exponencial do número de consumidores sob sua gestão, é imprescindível que os processos de decisão sejam cada vez mais rápidos e seguros, levando a inteligência proporcionada pela consultoria para mais consumidores.

Nesse sentido, este trabalho estrutura a criação de um sistema de apoio à decisão (SAD) que resulta na padronização e escalabilidade no estudo e na forma de contratação de energia no ACL. O Capítulo 2 apresenta como a energia elétrica é cobrada do consumidor, a estrutura das tarifas e formas de tarifação, além dos aspectos inerentes aos ambientes de contratação de energia. O Capítulo 3 apresenta

breve revisão bibliográfica sobre o sistema de apoio à decisão e toda a estruturação do sistema proposto, enquanto o Capítulo 4 apresenta o estudo de caso de aplicação real do SAD, proposto a um consumidor que estudava mudar a tensão de fornecimento. Por fim, o Capítulo 5 apresenta as conclusões.

1.1 OBJETIVOS

A seguir serão apresentados os objetivos geral e específico desta dissertação.

1.1.1 Objetivos gerais

Desenvolver de forma estruturada um SAD para suportar os operadores de mercado de energia, contemplando, de forma concisa, clara e padronizada, as diversas variáveis que impactam a contratação de energia elétrica no ACL.

1.1.2 Objetivos específicos

- a) Pesquisa bibliográfica sobre o ambiente de contratação livre e todo o arcabouço regulatório que impacta a contratação de energia no ACL;
- b) Propor SAD que padroniza a forma de estudo de contratação de energia elétrica no ambiente livre;
- c) Processar e organizar os dados de entrada e retornar dados de saída com histórico de consumo, custos associados das bandeiras tarifárias, análise e sensibilidade de modalidade tarifária, custo livre e economia;
- d) Aplicar o SAD proposto em contexto real.

1.1.3 Metodologia de pesquisa científica

Devido ao objetivo de propor um SAD aplicado para a contratação de energia elétrica, toda esta pesquisa é regida com base na Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021, da ANEEL, com a finalidade de padronizar a forma de avaliação das diversas variáveis que envolvam possíveis reduções de custos.

De acordo com Silva (2005), a pesquisa do presente trabalho pode ser classificada como aplicada, pois é dirigida para a solução de um problema específico. Em relação à abordagem do problema, este ainda apresenta características quantitativas, pois, conforme Gil (2008), considera que tudo pode ser quantificável – o que significa traduzir para números as opiniões e informações a fim de classificá-las e analisá-las. Para tanto, requer-se o uso de recursos e de técnicas estatísticas, como percentagem,

média, moda, mediana, desvio-padrão, coeficiente de correlação, análise de regressão etc. Além disso, elas são representadas pela análise a partir de diversos dados de entrada relacionados a energia elétrica, tais como histórico de consumo de energia, tarifas e preços de energia para geração de dados de saída, em R\$, que são um dos balizadores para a decisão.

Ainda conforme Gil (2008), do ponto de vista de objetivos, a pesquisa pode ser tratada como exploratória, pois envolve levantamento bibliográfico, entrevistas com pessoas que tiveram experiências práticas com o problema pesquisado, e análise de exemplos que estimulem a compreensão. Do ponto de vista dos procedimentos técnicos, pode ser tratado como um estudo de caso.

O trabalho foi elaborado em diversas etapas, em que a primeira constituiu-se por pesquisa bibliográfica em periódicos, legislação, livros e notícias com o objetivo de dar subsídio a todo o referencial teórico e, posteriormente, à construção do modelo. Na segunda etapa, na aplicação do modelo, seguiram-se o passo a passo conforme Hillier e Lieberman (2013), em que houve a definição do problema e a coleta de dados, a formulação de um SAD, a derivação de soluções com base em um SAD, o teste desse SAD, a preparação e aplicação deste e, por fim, sua implementação.

O trabalho seguiu até a fase de implementação na empresa, com inclusão de algumas necessidades comerciais nos formulários e resultados, inclusive com versão *online*. Por fim, a pesquisa serviu de base para aplicar o modelo em um caso real, e passou a servir como base para a quantidade robusta de estudos para consumidores espalhados em todo Brasil.

2 BASE CONCEITUAL E REVISÃO DA LITERATURA

Neste capítulo será apresentada a base conceitual que embasa esta pesquisa e uma revisão da literatura sobre Sistema de Apoio à Decisão (SAD).

2.1 ENERGIA

Nesta subseção será apresentada a base conceitual no contexto de energia.

2.1.1 Como a energia elétrica é cobrada do consumidor

A atual estrutura do setor elétrico brasileiro condiciona ao consumidor, seja conectado em baixa, média ou alta tensão, duas formas de cobrança sobre a energia elétrica consumida. Uma parcela é referente ao serviço de distribuição ofertado pela distribuidora local, que é cobrado na forma de tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD), e a outra parcela é a tarifa de energia (TE) no ACR, ou energia livre no ACL, que é a cobrança realizada pela energia efetivamente. Os consumidores de baixa tensão, grupo B (>2300 V), são tarifados apenas pelo seu efetivo consumo de energia – ou seja, se o consumidor utiliza 100 kWh em um mês, pagará o equivalente a esta quantidade pela tarifa da TUSD e TE. Já os consumidores de alta tensão, grupo A, são faturados pela demanda contratada, que pode ser entendida como a disponibilidade imediata de energia contratada e pela quantidade de energia consumida tanto em TUSD quanto em TE – se mercado regulado; em energia livre se mercado livre.

A tarifa é, portanto, a forma com que a distribuidora de energia elétrica gera a receita necessária para que se mantenha o equilíbrio econômico-financeiro. Esta receita serve para cobrir os custos da parcela A (aquisição de energia, encargos setoriais e custos com conexão e transmissão) e da parcela B (remuneração de investimento e custos de prestação do serviço de distribuição). Conforme Carção (2011), a parcela A contempla os custos não gerenciáveis pela distribuidora: encargos setoriais, custos com transporte e energia comprada para revenda; já a parcela B representa os custos gerenciáveis da distribuidora, ou seja, os custos que dependem da sua própria eficiência, custos operacionais e despesas de capital.

2.1.2 Estrutura tarifária

As tarifas de energia elétrica são estruturadas, conforme artigo 2º da Resolução Normativa n. 1.000, da ANEEL, de acordo com os grupos de consumidores A e B.

2.1.2.1 Grupo A

O grupo A, média e alta tensão, engloba as unidades consumidoras atendidas com conexão de tensão maior ou igual a 2.300 Volts (2,3 kV) ou tensão inferior a 2,3kV em sistemas de distribuição subterrâneo. Ainda nesse grupo existem os subgrupos: A1 (maior ou igual a 230 kV); A2 (maior ou igual a 88 kV e menor ou igual a 138kV); A3 (igual a 69 kV); A3a (maior ou igual a 30 kV e menor ou igual a 44kV); A4 (maior ou igual a 13,8 kV e menor ou igual a 25kV); e AS (menor que 2,3kV a partir de sistema subterrâneo).

2.1.2.1.1 Modalidade tarifária

A modalidade tarifária é o conjunto de tarifas que são aplicadas, no grupo A, aos componentes de consumo de energia elétrica e demanda, conforme define a Resolução Normativa n. 1.000, da ANEEL. Para os subgrupos AS, A4 e A3a existem duas modalidades tarifárias, conhecidas como verde e azul. Para os demais, tem-se apenas a azul.

2.1.2.1.1.1 Azul

A modalidade azul, conforme definida pela Resolução Normativa n. 1.000, da ANEEL, caracteriza-se por possuir diferenciação horária na tarifa de demanda, ou seja, possui uma tarifa para o posto tarifário ponta e outra para o posto tarifário fora ponta. Porém, esta possui uma única TUSD consumo para os postos horários ponta e fora ponta.

2.1.2.1.1.2 Verde

A modalidade verde não possui diferenciação horária na tarifa de demanda, contudo, há diferenciação de tarifa na TUSD consumo, possuindo uma TUSD consumo para o posto horário ponta e outra para o posto fora ponta. A Tabela 1 resume a diferença entre as modalidades.

Tabela 1 – Modalidade Tarifária

	Verde	Azul
TUSD Demanda Ponta		X
TUSD Demanda Fora Ponta	X	X
TUSD Consumo Ponta	X	
TUSD Consumo Fora Ponta	X	X

Fonte: o autor (2023).

2.1.2.2 Grupo B

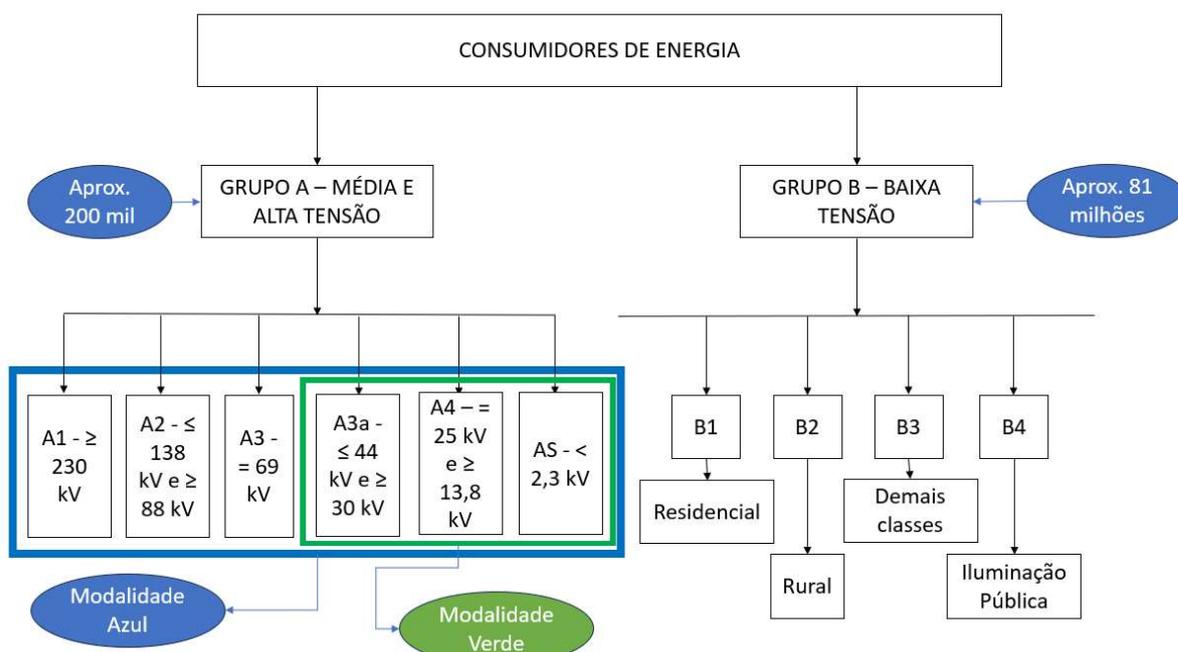
O grupo B, baixa tensão, engloba as unidades consumidoras atendidas com conexão de tensão menor que 2,3kV. A Tabela 2 mostra os subgrupos existentes enquanto a Figura 2 resume toda a estrutura tarifária dos consumidores.

Tabela 2 – Grupo B

Subgrupo	Classes
B1	Residencial
B2	Rural
B3	Demais classes
B4	Iluminação Pública

Fonte: o autor (2023).

Figura 2 – Grupo A x Grupo B



Fonte: o autor (2023).

2.1.2.3 Classes de consumo

De acordo com o Art. 173 da Resolução Normativa 1.000, da ANEEL, a distribuidora deve cobrar as tarifas homologadas pela ANEEL pela prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica. Estas devem ser aplicadas de acordo com o tipo de usuário, grupo e subgrupo, classe e subclasse e da modalidade tarifária da unidade consumidora.

As classes de consumo são divididas da seguinte forma: residencial, industrial, comércio, serviços e outras atividades, rural, poder público, iluminação pública, serviço público e consumo próprio.

2.1.2.3.1 Subclasses de consumo

a) Residencial

- I - residencial;
- II - residencial baixa renda;
- III - residencial baixa renda indígena;
- IV - residencial baixa renda quilombola;
- V - residencial baixa renda benefício de prestação continuada da assistência social; e
- VI - residencial baixa renda multifamiliar.

b) Industrial

c) Comercial

I - comercial;

II - serviços de transporte, exceto tração elétrica;

III - serviços de comunicações e telecomunicações;

IV - associações e entidades filantrópicas;

V - templos religiosos;

VI - administração condominial: instalações de uso coletivo de prédio ou conjunto de edificações, incluindo a iluminação das vias internas;

VII - iluminação em vias: solicitada por quem detenha concessão ou autorização para administração de vias de titularidade da União ou dos Estados;

VIII - semáforos, radares e câmeras de monitoramento de trânsito, solicitados por quem detenha concessão ou autorização para controle de trânsito; e

IX - outros serviços e atividades.

d) Rural

I - agropecuária rural;

II - agropecuária urbana;

III - residencial rural;

IV - cooperativa de eletrificação rural;

V - agroindustrial;

VI - serviço público de irrigação rural;

VII - escola agrotécnica; e

VIII - aquicultura.

e) Poder Público

I - poder público federal;

II - poder público estadual ou distrital; e

III - poder público municipal.

f) Iluminação Pública

g) Serviço Público

I - água, esgoto e saneamento; e

II - tração elétrica.

h) Consumo Próprio

I - estação de recarga de veículos elétricos; e

II - outras atividades.

2.1.2.4 Composição Tarifária

2.1.2.4.1 TUSD

A TUSD é formada por quatro componentes: TUSD Transporte, TUSD Encargos, TUSD Perdas e TUSD Outros (Figura 3).

A TUSD Transporte é dividida em TUSD Fio A e TUSD Fio B. A primeira compreende os custos regulatórios pelo uso dos sistemas de transmissão da rede básica, pelo uso dos transformadores de potência da rede básica com tensão inferior a 230 kV, uso dos sistemas de distribuição de outras distribuidoras e conexão às instalações de transmissão ou de distribuição. Já a segunda é formada pelos custos regulatórios do uso dos ativos da própria distribuidora. Nessa parcela, são considerados os custos anuais dos ativos (CAA) e custos de administração, operação e manutenção (CAOM).

A TUSD Encargos recupera os custos de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D_EE), de Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE), de Contribuição para o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), de Quota da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), de Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) e Quota da Conta de Desenvolvimento Energético associada aos Empréstimos da Conta COVID e Conta Escassez Hídrica (CDE CONTAS).

A TUSD Perdas recupera os custos com perdas técnicas do sistema da distribuidora, perdas não técnicas, perdas na Rede Básica devido às perdas regulatórias da distribuidora, e Receitas Irrecuperáveis. A TUSD Outros é referente à Subvenção D < 350 e outros.

Figura 3 – Estrutura Tarifária - TUSD



Fonte: ANEEL (a) 2023.

2.1.2.4.2 TE

A Tarifa de Energia é formada por cinco parcelas: TE Energia, TE Transporte, TE Encargos, TE Perdas e TE Outros (Figura 4).

A TE Energia recupera os custos de compra de energia elétrica para revenda ao consumidor. Esta recuperação inclui compra nos leilões do ACR, quota de Itaipu, geração própria, aquisição do atual agente supridor e compra de geração distribuída.

A TE Encargos recupera os custos de Encargos de Serviços de Sistema (ESS), Encargo de Energia de Reserva (EER), Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D_EE), Contribuição sobre Uso de Recursos Hídricos (CFURH), Quota da Conta de Desenvolvimento Energético associada aos Empréstimos da Conta COVID e Conta Escassez Hídrica (TE CDE), Quota da Conta de Desenvolvimento Energético para modicidade tarifária resultada da desestatização da Eletrobras (CDE ELET) e Quota da Conta de Desenvolvimento Energético associada ao benefício tarifário do sistema de compensação da geração distribuída (CDE GD).

A TE Transporte recupera os custos de transmissão relacionados ao transporte de Itaipu e à Rede Básica de Itaipu.

A TE Perdas recupera os custos com perdas na Rede Básica devido ao mercado de referência de energia. A TE Outros se refere à Subvenção D < 350 e outros.

Figura 4 – Estrutura Tarifária - TE



Fonte: ANEEL (a) 2023.

2.1.3 Ambiente de contratação regulado

Mayo (2010) define o ACR como o ambiente que deve atender os consumidores cativos e contratar energia por contratos bilaterais regulados de longa duração. Esses são celebrados entre geradores, produtores independentes ou autoprodutores, e distribuidores. Além disso, o governo realiza leilões de compra e venda de energia para que os distribuidores possam adquirir energia pela menor tarifa. No ACR, eles precisam garantir a totalidade do atendimento na sua área de concessão.

2.1.3.1 Leilões de Energia

Conforme Mayo (2010), os leilões de energia para o ACR são realizados pela CCEE. Os principais tipos estão listados abaixo:

- Leilão A-5: Leilão realizado cinco anos antes do início de suprimento de empreendimentos futuros de geração hidrelétrica. Contratos com período de quinze a trinta anos de duração;
- Leilão A-3: Leilão realizado três anos antes do início de suprimento de empreendimentos futuros de geração térmica. Contratos com período de quinze a trinta anos de duração;

- Leilão A-1: Leilão realizado um ano antes do início de suprimento de empreendimentos já existentes. Contratos com período de três a quinze anos de duração;
- Leilão de Ajuste: Leilão realizado até quatro meses antes do início do suprimento de empreendimentos já existentes. Usado apenas para complementar a contratação de energia para atender carga existente com limite de até 1%. Os contratos devem ter duração máxima de dois anos.

2.1.3.2 Bandeiras tarifárias

A Audiência Pública nº 120/2010, aberta pela ANEEL em 17 de dezembro de 2010, iniciou o debate sobre as bandeiras tarifárias. Criadas pela ANEEL, elas têm como objetivo principal sinalizar ao consumidor o custo associado à geração de energia. Quando as bandeiras são acionadas, o valor é cobrado imediatamente nas faturas de energia de cada distribuidora, a fim de evitar o pagamento de juros sobre o custo de geração de energia, visto que, caso não fosse pago, seriam considerados nos processos de reajuste e revisão tarifária de cada distribuidora.

Em 1º de janeiro de 2014 seriam aplicadas as bandeiras tarifárias, contudo, foram postergadas para 1º de janeiro de 2015 junto com o realismo tarifário, que repassou para as tarifas de energia elétrica custos represados nos anos de 2013 e 2014.

Já em 31 de agosto de 2021, a ANEEL anunciou a criação da bandeira escassez hídrica. O novo patamar se fez necessário devido às condições adversas de geração daquele momento. A nova bandeira era, aproximadamente, 50% superior à bandeira vermelha 2, a mais alta vigente até o momento. As bandeiras vigentes desde junho/2022 são as seguintes:

- Bandeira Verde – Condições favoráveis de geração – Sem acréscimo de valor;
- Bandeira Amarela – Condições menos favoráveis – Acréscimo de R\$ 2,989 para cada 100 quilowatts-hora (kWh) consumidos;
- Bandeira Vermelha 1 – Condições desfavoráveis – Acréscimo de R\$ 6,500 a cada 100 kWh consumidos;
- Bandeira Vermelha 2 – Condições muito desfavoráveis – Acréscimo de R\$ 9,795 a cada 100 kWh consumidos;

- Bandeira Escassez Hídrica – Condições extremamente desfavoráveis – Acréscimo de R\$ 14,920 a cada 100 kWh consumidos.

2.1.4 Ambiente de contratação livre

Esta subseção trata de itens específicos do ACL e divide-se em tipos de consumidores, submercados e preço de liquidação das diferenças, tipos de energia, riscos, além de modalidades atacadista e varejista.

2.1.4.1 Tipos de consumidores

Esta subseção trata dos tipos de consumidores no ACL.

2.1.4.1.1 Consumidor Livre

Este consumidor é atendido em qualquer tensão com carga igual ou superior a 500 kW, e que tenha exercido a opção de compra de energia elétrica, conforme as condições estabelecidas no art. 15 e no art.16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. A Figura 7 ilustra o consumidor livre.

2.1.4.1.2 Consumidor Especial

Conjunto de consumidores livres reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW, ou consumidor com carga inferior a 500 kW e que tenha adquirido energia elétrica na forma estabelecida no § 5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. A Figura 8 ilustra o consumidor especial.

2.1.4.2 Submercados e preço de liquidação das diferenças (PLD)

Diversas linhas de transmissão, que cortam o Brasil de ponta a ponta, formam o Sistema Interligado Nacional (SIN). Como o Brasil é um país de dimensões continentais, várias restrições físicas limitam a transmissão de energia entre as regiões do país de forma livre. Sendo assim, essas restrições, nas malhas de transmissão, são representadas no SIN na forma de quatro submercados: Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul (Figura 5). O submercado Sul é representado pela região geográfica do Sul do Brasil e o submercado Nordeste é representando pelos estados da região Nordeste – exceto o Maranhão, que faz parte do submercado Norte. Além do Maranhão, o submercado Norte é composto pelo Amazonas, Pará,

Amapá e Tocantins. Os demais estados, exceto Roraima – que não faz parte do SIN –, fazem parte do submercado Sudeste/Centro-Oeste, o maior dos quatro citados.

Figura 5 – Submercados

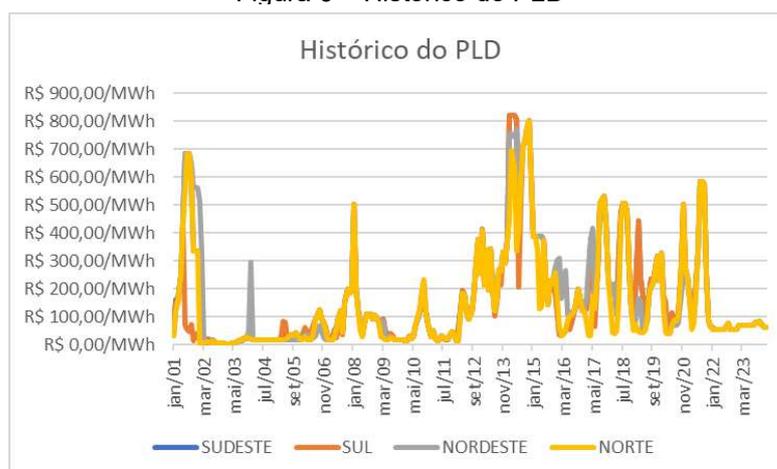


Fonte: CCEE (a).

A CCEE calcula o preço de liquidação das diferenças (PLD) em base diária desde primeiro de janeiro de 2021, com base no Custo Marginal de Operação (CMO). Os limites – máximos e mínimos, horário e estrutural – são considerados no cálculo para todos os períodos de apuração e submercados. Três modelos são utilizados nessa operação: Newave, Decomp e Dessem, e estes são utilizados devido à alta predominância de usinas hidrelétricas na matriz elétrica brasileira (Brasil, 2021). Amadeu e Barbosa (2020) indicam que possíveis aumentos no PLD são causados por situações hidrológicas secas que refletem em mais geração térmica com alto custo de combustível e níveis de reservatórios mais baixos. Dessa forma, os modelos buscam a melhor solução entre o benefício imediato do uso da água para geração de eletricidade ou o benefício futuro de armazenamento da água nos reservatórios.

Outrossim, o PLD pode possuir variações significativas (Figura 6) e é definido por submercado (Takigawa; Scuzziato; Tenfen; Fernandes, 2020).

Figura 6 – Histórico do PLD



Fonte: o autor (2024).

2.1.4.3 Tipos de Energia

Os tipos de energia foram estabelecidos pela Lei nº 9.427/96 e podem variar para cada fonte – de acordo com a outorga, participação em leilão ou potência injetada. Os tipos se dividem em energia especial e não especial. Os consumidores classificados como livres podem adquirir energia de qualquer fonte (Figura 7); já os consumidores especiais, apenas podem adquirir energia de tipo especial (Figura 8). Para cada tipo há os subtipos. A energia não especial pode ser classificada como convencional ou incentivada com 50% de desconto, enquanto a especial pode ser classificada como convencional ou incentivada com 50%, 80% ou 100% de desconto. As associações dos tipos de fonte com o tipo de energia estão relacionadas nas Tabelas 3 e 4.

Os descontos são classificados de acordo com as regras abaixo:

- Desconto de 50%: fonte solar, eólica ou de biomassa que injetam até 30 MW; Pequena Central Hidrelétrica (PCH) com até 30 MW de potência instalada; Central Geradora Hidráulica (CGH) com até 1 MW;
- Desconto de 80%: para fontes de energia solar que entraram em operação até 31 de dezembro de 2017. Após dez anos de operação, o desconto cai para 50%.
- Desconto de 100%: para os empreendimentos que utilizarem insumo energético – mínimo de 50% de biomassa composta de resíduos sólidos urbanos ou de biogás de aterro sanitário ou biodigestores de resíduos vegetais ou animais, assim como lodos de estações de tratamento de esgoto; fonte eólica, biomassa e cogeração qualificada que iniciaram entre 23 de abril de 2003 e 31 de dezembro de 2003; PCHs com potência instalada maior que 1

MW e menor ou igual a 30 MW, com início entre 1 de dezembro de 1999 e 31 de dezembro de 2003 (ANEEL, 2022b).

Tabela 3 – Tipos de Energia – Outorga Antes de 2016

Fonte	Outorga/ Leilão	Potência injetada			
		<30 MW	30MW≤P< 50MW	50MW≤P< 300MW	P>300MW
Solar	Antes 2016	INC. ESP.	CONV. ESP	CONV.N.ESP	CONV.N.ESP
Eólica	Antes 2016	INC. ESP.	CONV. ESP	CONV.N.ESP	CONV.N.ESP
Hidráulica	Antes 2016	INC. ESP.	INC. ESP. P	CONV.N.ESP	CONV.N.ESP
Biomassa	Antes 2016	INC. ESP.	INC. ESP. P	CONV.N. ESP	CONV.N.ESP
Cogeração qualificada	Antes 2016	INC. N.ESP	CONV.N.ESP	CONV.N.ESP	CONV.N.ESP

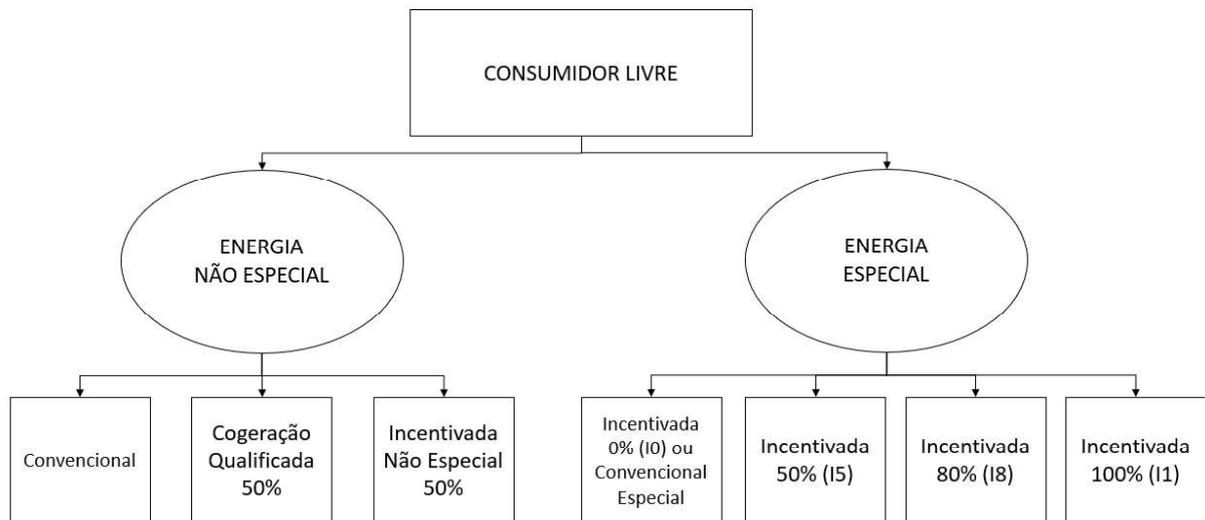
Fonte: O autor (2023).

Tabela 4 – Tipos de Energia - Outorga a partir de 2016

Fonte	Outorga/ Leilão	Potência injetada			
		<30 MW	30MW≤P< 50MW	50MW≤P< 300MW	P>300MW
Solar	A partir 2016	INC. ESP.	INC. ESP.	INC. N.ESP	CONV.N. ESP
Eólica	A partir 2016	INC. ESP.	INC. ESP.	INC. N.ESP	CONV.N. ESP
Hidráulica	A partir 2016	INC. ESP.	INC. ESP. P	CONV.N.ESP	CONV.N.ESP
Biomassa	A partir 2016	INC. ESP.	INC. ESP.	INC. N.ESP	CONV.N. ESP
Cogeração qualificada	A partir 2016	INC. N.ESP	INC. N.ESP	CONV.N. ESP	CONV.N. ESP

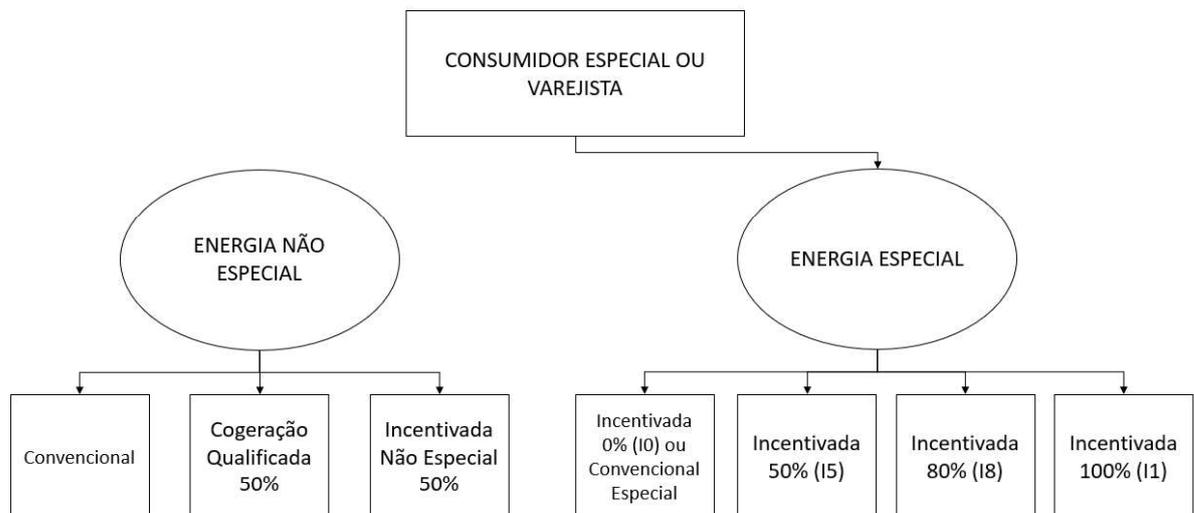
Fonte: o autor (2023).

Figura 7 – Consumidor Livre



Fonte: o autor (2023).

Figura 8 – Consumidor Especial



Fonte: o autor (2023).

2.1.4.4 Riscos

2.1.4.4.1 Risco de mercado

Kawai Junior (2015) define o risco de mercado como o risco de incorrer em perdas, em que este está associado diretamente à variação dos preços e dos produtos envolvidos. Quanto maior a oscilação do mercado, maior será o risco de mercado envolvido. O Manual de Boas Práticas de Gestão de Riscos da Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (ABRACEEL) indica que essa classe de risco é a

mais importante para empresas que atuam na comercialização de energia e historicamente têm se materializado em perdas financeiras, independente do segmento de mercado.

2.1.4.4.2 Risco de liquidez

Este é um risco inerente a todos os participantes do mercado de energia. Kawai Junior (2015) o define como o risco de um agente abrir uma posição e não conseguir encerrá-la em um período curto de tempo.

Ademais, a ABRACEEL indica que o risco de liquidez impacta, principalmente, três características da comercialização de energia: redução de contrapartes disponíveis, aumento no tempo de fechamento de posições e piora no prêmio de risco embutido no contrato.

O maior caso de risco de liquidez no mercado de energia ocorreu em 2019. Conforme Freire (2019), no final de 2018 a CCEE projetava um PLD médio de R\$ 89/MWh; contudo, ao longo do mês de dezembro de 2018 iniciou-se uma subida desse valor, que chegou a R\$ 450/MWh na segunda semana operativa de fevereiro/2019. Dessa forma, uma comercializadora não conseguiu encerrar a sua posição e incorreu em prejuízo de mais de R\$ 180 milhões, afetando mais de 50 outras comercializadoras.

2.1.4.4.3 Risco hidrológico

Segundo Kawai Junior (2015), o risco hidrológico é o risco que se relaciona com o nos, que despacha as usinas por ordem de mérito. Ou seja, inicialmente o operador verifica as usinas que possuem o menor custo de geração e as classifica do menor para o maior. Posteriormente, verifica o custo futuro da água – se é mais viável armazená-la no momento ou despachar alguma usina com custo imediato mais alto para evitar o uso desta. Caso decidam pelo uso imediato da água e não haja chuvas como as previstas, o custo de geração de energia pode aumentar consideravelmente.

O risco hidrológico foi evidenciado pela primeira vez em 2001, no racionamento. Recentemente, em 2021, o nível dos reservatórios chegou a percentuais inferiores a 15% – níveis críticos, com eminência de apagão.

2.1.4.4.4 Risco de submercado

O risco de submercado existe devido às restrições elétricas na malha de transmissão nacional. Assim, pode existir diferença de preço entre submercados. Kawai Junior (2015) indica que este risco é característico do mercado brasileiro e pode ser tratado como um risco de mercado – em virtude da variação de preços.

De forma geral, para o segmento de consumo, pode-se evitar esse tipo de risco realizando a contratação de energia no mesmo submercado em que a energia é consumida.

2.1.4.5.5 Risco de indexação

De forma geral, as contratações de energia são feitas por contratos a termo para períodos futuros, com quantidades e preços definidos. Os preços podem ser acordados para determinada data e serem indexados até a data de início de fornecimento por um índice firmado bilateralmente entre as partes. Os índices mais utilizados são o de preços ao consumidor amplo (IPCA) – medido pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) –, ou o de preço geral do mercado (IGP-M) – medido pela Fundação Getúlio Vargas (FGV) –, sendo a inflação oficial medida pelo IPCA (Figura 9).

Conforme Pedroso, Santos e Alencar (2021), a pandemia de COVID-19 causou impactos no consumo de energia elétrica no Brasil, o que resultou em grandes variações nos índices de inflação. Logo, até o ano de 2020, o risco de indexação não era tão estudado devido a ambos os índices, apesar de diferenças nas metodologias de cálculo, possuírem variações semelhantes. Conforme a Figura 9, entre 2010 e 2019 a diferença de variação entre os índices foi de cerca de 10%.

Figura 9 – Comparação entre IPCA e IGP-M

Dados básicos da correção pelo IPCA (IBGE)		Dados básicos da correção pelo IGP-M (FGV)	
Dados informados		Dados informados	
Data inicial	01/2010	Data inicial	01/2010
Data final	12/2019	Data final	12/2019
Valor nominal	R\$ 1,00 (REAL)	Valor nominal	R\$ 1,00 (REAL)
Dados calculados		Dados calculados	
Índice de correção no período	1,76308950	Índice de correção no período	1,87667210
Valor percentual correspondente	76,308950 %	Valor percentual correspondente	87,667210 %
Valor corrigido na data final	R\$ 1,76 (REAL)	Valor corrigido na data final	R\$ 1,88 (REAL)

Fonte: o autor (2023).

Em contrapartida, durante o ano de 2020, como efeito da pandemia de COVID-19, o IGP-M variou positivamente para mais de 23%, enquanto o IPCA variou cerca de 4,5%, conforme a Figura 10. Os contratos indexados ao IGP-M sofreram forte impacto com a pandemia.

Figura 10 – Comparação entre IPCA e IGP-M

Dados básicos da correção pelo IPCA (IBGE)		Dados básicos da correção pelo IGP-M (FGV)	
Dados informados		Dados informados	
Data inicial	01/2020	Data inicial	01/2020
Data final	12/2020	Data final	12/2020
Valor nominal	R\$ 1,00 (REAL)	Valor nominal	R\$ 1,00 (REAL)
Dados calculados		Dados calculados	
Índice de correção no período	1,04517340	Índice de correção no período	1,23138350
Valor percentual correspondente	4,517340 %	Valor percentual correspondente	23,138350 %
Valor corrigido na data final	R\$ 1,05 (REAL)	Valor corrigido na data final	R\$ 1,23 (REAL)

Fonte: o autor (2023).

Sendo assim, para o segmento ‘consumo’, é extremamente importante indexar o contrato ao índice que mais se correlacione com o negócio. Ademais, é possível transferir o risco para o comercializador ou gerador que poderá precificar o risco no produto.

2.1.4.5 Modalidade atacadista

A modalidade atacadista de adesão à CCEE é assim classificada quando o consumidor cumpre os requisitos mínimos de acesso ao ACL, ou seja, demanda maior ou igual que 500 kW em uma única unidade ou em comunhão de carga. Ao se tornar um agente na CCEE, o consumidor terá acesso a todos os direitos de um consumidor livre, bem como terá que cumprir todos os deveres. Os direitos do consumidor, nesse caso, se dão no poder de negociar a contratação ou gerar, na forma de autoprodutor, a própria energia, com acordos comerciais bilaterais, sendo responsável por toda a gestão de risco da contratação. Os deveres, nessa modalidade, estão na responsabilidade de arcar com os custos de contribuição associativa perante a CCEE, lastrear todo o consumo de energia, além de cumprir com os valores cobrados de encargos de serviço de sistema e de energia de reserva.

2.1.4.6 Modalidade varejista

A modalidade varejista é destinada para consumidores que não possuem demanda contratada maior ou igual a 500 kW a partir de 2024, ou que, por algum motivo, não conseguem aderir à CCEE. Nessa modalidade, o consumidor não se torna agente desta, e o seu ponto de consumo é modelado sob a responsabilidade de um comercializador varejista. Dessa forma, toda negociação bilateral deve ocorrer com o responsável pelo consumo, visto que, nessa modalidade, o consumidor não será o responsável direto pelo pagamento de encargos e pelas demais obrigações perante a CCEE. Portanto, os direitos aqui são menores que na modalidade atacadista, visto que há um responsável pelo ponto de consumo, mas ainda não maiores que no ACR, pois nesse não há negociação alguma. Os deveres, de certa forma, são terceirizados ao comercializador varejista.

2.2 SISTEMA DE APOIO À DECISÃO

Nesta subseção serão apresentadas uma breve base conceitual e a revisão da literatura sobre sistemas de apoio à decisão (SADs).

Durante os últimos 30 anos, desde a concepção dos SADs, o ambiente de negócios mudou de diversas maneiras: a. globalização da economia e crescente complexidade das relações econômicas; b. achatamento das organizações e crescente capacitação dos funcionários; c. necessidade crescente de resposta rápida no ambiente competitivo dinâmico; d. explosão de informações acessíveis através de redes eletrônicas; e. surgimento e crescimento do comércio eletrônico; e f. clientes mais bem informados e capacitados (Vahidov; Kersten, 2004). Além disso, esses sistemas têm sido foco de pesquisa na área de Sistemas de Informação, em que *Decision support system* (DSS) é definido como “um sistema baseado em computador que apoia a escolha, auxiliando o tomador de decisão na organização de informação e a modelagem de resultados” (K. Boukhayama; A. Elmanouar, 2015). Dessa forma, o objetivo primário de um SAD é ajudar o decisor a tomar decisões mais efetivas ao identificar o que deve ser feito e garantir que os critérios escolhidos foram os mais relevantes (P. G. W, 1978).

Pinto, Sousa, Praça, Vale e Morais (2016) indicam que o aumento da complexidade e imprevisibilidade conseqüentemente aumentam a dificuldade na tomada de decisões.

Ao longo dos anos, o avanço da tecnologia dos *hardwares* e *softwares* beneficiou fortemente o avanço dessas ferramentas (Keen, 1987). Conforme Zhang, Li e Wang (2017), com o avanço dos mercados de energia elétrica, a adoção dos SADs tornou-se cada vez mais comum devido à mudança imposta de mecanismo de planejamento para mecanismo de mercados.

Logo, os SADs têm aplicação em diversas áreas. Tal como em qualquer outra esfera da atividade humana associada ao trabalho intelectual e a decisões gerenciais, a automação do processamento de informações não estruturada é bastante importante (Mukhitov Kolesnikov, 2023).

Uma outra aplicação que tem sido bastante utilizada pelos SADs é nas cidades inteligentes. O aumento do crescimento populacional e da urbanização levaram a maiores demandas por cidades inteligentes. Apesar disso, manipular e avaliar os vastos dados produzidos pela Internet das Coisas exige um esforço significativo. Portanto, implementar sistemas inteligentes de apoio à decisão é crucial para analisar dados em tempo real e otimizar as operações da cidade para enfrentar eventos incertos (Zaman, 2023).

Um outro mercado que tem usado os SADs em escala é o financeiro. O sistema inteligente de apoio à decisão financeira é um sistema de interação humano-computador, baseado em teorias modernas da ciência da gestão que utiliza tecnologia informática para realizar a análise financeira, o controle financeiro e sua previsão nas empresas (Lakshmi *et al.*, 2021). Contudo, a análise financeira e a tomada de decisões da maioria das empresas embasadas nos resultados da análise apoiam-se ainda, majoritariamente, nos recursos humanos, com má automatização e problemas óbvios de eficiência, conduzindo ao erro. As medidas para remediar essas deficiências são um dos principais conteúdos de pesquisa na área de análise financeira corporativa (Tong; Tian, 2023).

Por fim, segundo Silva, Teixeira, Pinto, Praça, Marreiros e Vale (2017), boa parte dos SADs para mercado de energia é voltada para análise de mercado – geralmente não envolvem suporte para negociações. Sueyoshi e Tadiparthi (2008) complementam ao afirmar que a maioria dos SADs desenvolvidos no mercado de energia elétrica foca na comercialização de energia e apresenta problemas na avaliação dos preços de distribuição de energia, além de não levar em conta as possíveis variações do preço de mercado.

2.2.1 Revisão da Literatura

Nessa sessão será apresentado uma tabela resumo, tabela 5, de uma breve revisão da literatura sobre Sistemas de Apoio à Decisão associados ao contexto do setor elétrico. A pesquisa foi desenvolvida a partir de artigos científicos encontrados na base *Clarivates Web of Science*.

Tabela 5 – Artigos - *Clarivates Web of Science*

Título	Ano	Descrição
<i>An MCDM project portfolio web-based DSS for sustainable strategic decision making in an electricity company</i>	2017	SAD, baseado na Web, que utiliza simulação de Monte Carlo para avaliar 32 projetos de concessionária de energia elétrica comparando escalas a partir de análise de sensibilidade.
<i>A design of a DSS intermediary for electronic markets</i>	1999	Avalia o impacto do surgimento dos mercados eletrônicos na indústria dos SADs.
<i>Using Genersys to model electricity generation expansion</i>	2011	Utiliza o algoritmo Genersys para avaliar diferentes tecnologias de geração de eletricidade para investimento em novas centrais geradoras em diferentes regiões do mercado como resposta à crescente procura de eletricidade, energia não servida e/ou elevados preços da eletricidade.
<i>Aided design of market mechanisms for electricity clusters</i>	2020	Propõe um SAD para designer de mercado a partir de design de mecanismos de cluster através da decomposição do problema em diversas áreas.
<i>Understanding and managing the participation of batteries in reserve electricity markets</i>	2023	Este artigo propõe um sistema de apoio à decisão baseado em modelo, com foco nas perspectivas dos reguladores, auxiliando-os na avaliação da eficácia de diferentes mecanismos de mercado para atrair baterias em mercados de eletricidade de reserva.
<i>Decision Support System for the Negotiation of Bilateral Contracts in Electricity Markets</i>	2017	Este artigo apresenta uma visão geral das ferramentas existentes de apoio à decisão para a Contratação Bilateral em mercado de energia, e propõe uma nova ferramenta que aborda a lacuna identificada, utilizando conceitos relacionados à negociação automatizada, teoria dos jogos e mineração de dados.
<i>Decision support system for regional domestic energy planning</i>	2005	Este artigo aplica modelos de inteligência artificial para produzir um SAD.
<i>A Decision Support System For Design And Assessment Of Hybrid</i>	2010	Este artigo apresenta uma estrutura conceitual para análise do consumo de energia no setor doméstico via SAD. O quadro

Systems For Cogeneration Of Electricity And Water

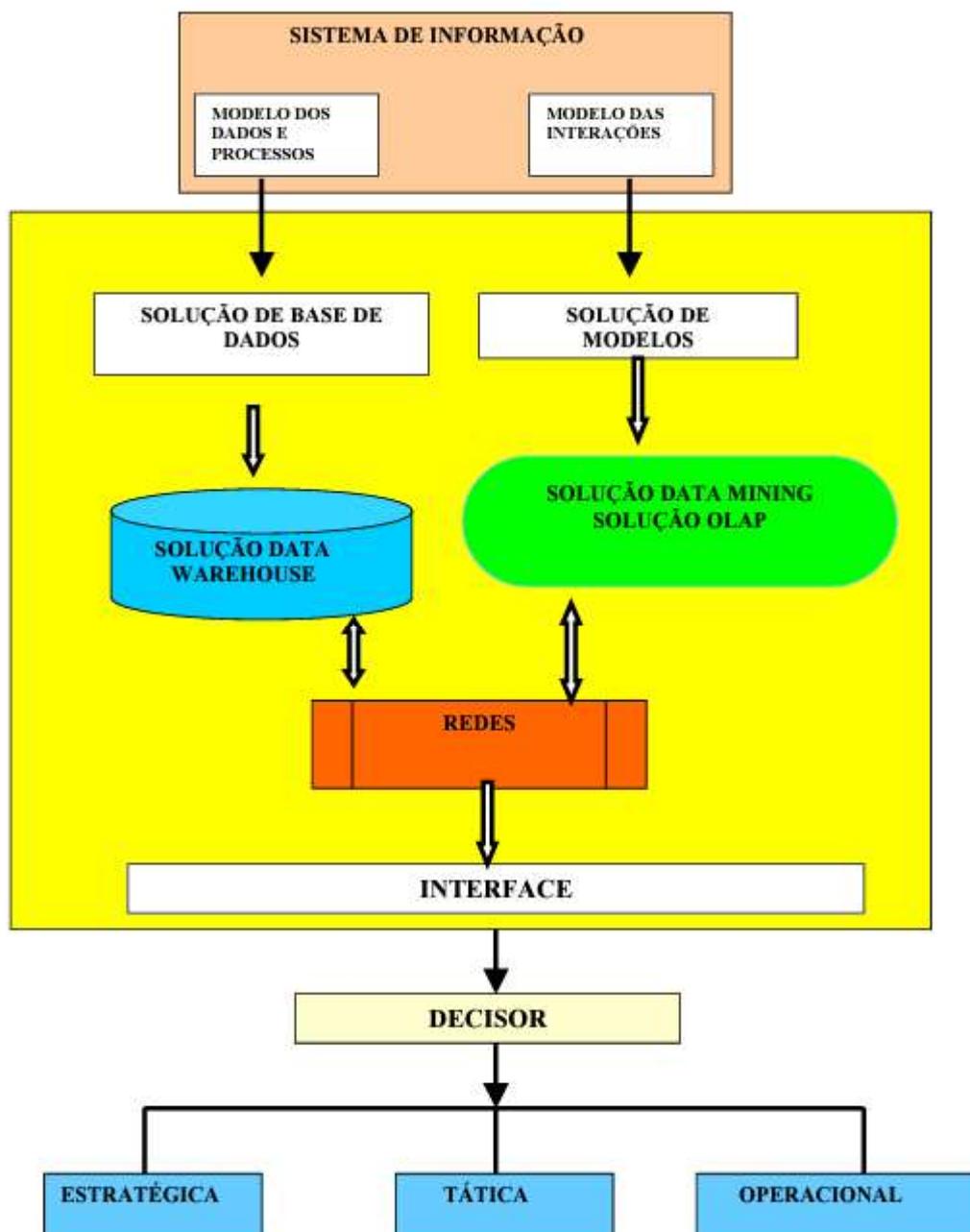
<i>A Decision Support System (DAA) For Power-Generation</i>	1986	baseia-se no fluxo de materiais e em análises comparativas dos padrões de consumo doméstico de energia ao nível das aldeias em várias zonas, considerando variações regionais e sazonais.
<i>Decision Support System for Efficient Energy Management of MicroGrid with Renewable Energy Sources</i>	2021	É apresentado um sistema de apoio à decisão (OPEN-GAIN DSS) para a concepção, avaliação e implementação de um sistema de energia híbrido.
<i>Decision support system to assess regional biomass energy potential</i>	2004	Este artigo é dedicado à descrição do sistema de apoio à decisão (SAD) para controle eficiente dos modos MicroGrid com diversos tipos de fontes de energia renováveis
<i>A hybrid decision support for bidding in the spot energy market</i>	2005	Neste ambiente, é apresentado um sistema inteligente para apoiar estratégias de licitação de uma Geradora a fim de otimizar o lucro no pool de energia spot.
<i>A decision support system (DSS) for price risk management in vegetable, China</i>	2005	Este artigo descreve o desenho e implementação de SAD para avaliação do potencial energético da biomassa de uma região considerando os recursos disponíveis e a demanda.
<i>Design and Optimization of DSS for Risk Forewarn in Chinese Emerging Stock Markets</i>	2008	Um sistema de apoio à decisão de gestão de risco de preços de vegetais (DSS_PRM) foi desenvolvido pela Universidade Agrícola da China. Com base em questionários e entrevistas, foram analisados os problemas de decisão e as necessidades dos usuários. Em seguida foi descrita a arquitetura e o desenvolvimento do DSS_PRM. Por fim, foram discutidos os problemas que foram encontrados durante o desenvolvimento e a promoção.
		É desenhado um sistema de índices para alerta de risco nos mercados de ações emergentes chineses e construído um modelo de otimização de decisão de investimento baseado no alerta do sinal de risco de mercado.

Fonte: o autor (2024)

2.2.2 Arquitetura de SAD

De acordo com Freire (2000), com os avanços de tecnologia na área de software e hardware, os SADs avançaram bastante. Com isso, uma arquitetura moderna de SAD pode ser descrita conforme figura 11 abaixo.

Figura 11 – Arquitetura de SAD



Fonte: Freire (2000)

3 SISTEMA DE APOIO À DECISÃO PROPOSTO

Este capítulo apresenta o sistema de apoio à decisão proposto e desenvolvido para suportar a contratação de energia elétrica no ambiente de contratação livre.

3.1 METODOLOGIA DO SAD

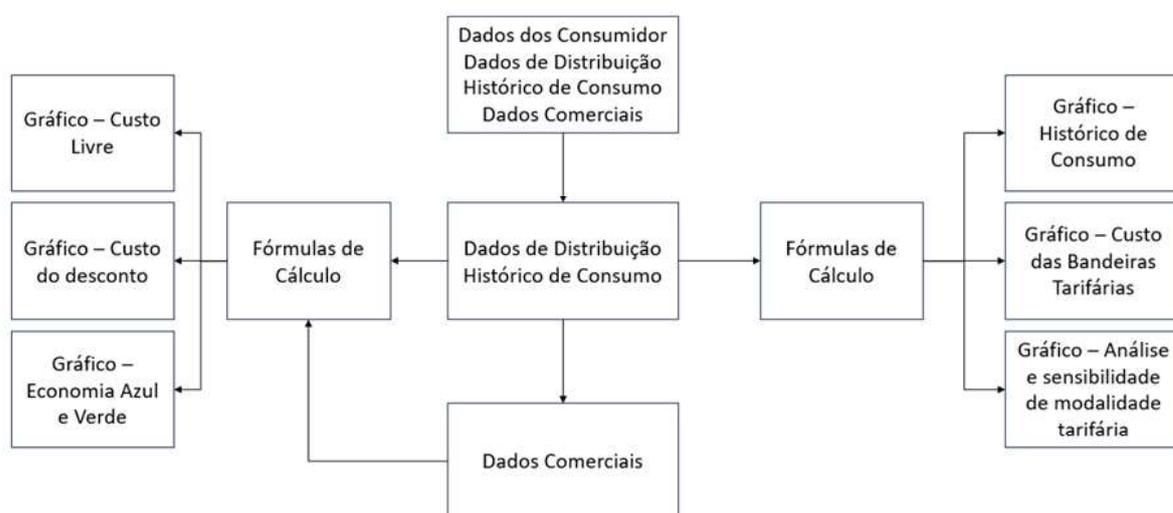
A metodologia do SAD se baseia inicialmente na entrada com modelo de dados: dados do consumidor, dados de distribuição (que já utiliza uma relação de

banco de dados para relacionar dados), histórico de consumo e dados comerciais, conforme figura 12.

Posteriormente, entra na solução de modelos, utilizando os dados de entrada nas fórmulas de cálculo para, na interface, gerar os dados para que o decisor tenha as informações necessárias.

Na geração de resultados, os dados de entrada são divididos em duas partes, distribuição e comercial. A de distribuição retorna gráficos associados a os custos com distribuição. Já os dados comerciais retornam gráficos associados aos custos e indicados relacionados a compra de energia no ACL.

Figura 7



Fonte: o autor (2024).

3.2 ESTRUTURA DO SISTEMA DE APOIO À DECISÃO PROPOSTO

Diante do arcabouço regulatório e do grande número de variáveis de decisão que envolvem a forma de consumir energia elétrica por parte dos consumidores do grupo A, este SAD propõe uma estrutura que, a partir de dados de entrada solicitados ao operador, sejam gerados dados de saída tratados e que mostrem resultados e indicadores que permitam ao operador definir qual a forma mais econômica de se contratar e consumir energia elétrica.

De forma geral, o SAD será utilizado em empresas de consultoria em mercado livre e comercialização de energia, e os operadores alvo são os executivos de venda e os de pós-venda. Os primeiros devem utilizar o SAD para prospecção de novos

consumidores e auxílio na escolha de melhor modalidade, tipo de energia e economia. Os de pós-venda podem utilizá-lo para acompanhamento mensal dos resultados.

Para gerar resultados e indicadores, é necessário que o operador insira os dados de entrada, que estão subdivididos em três categorias: dados cadastrais, dados de distribuição e histórico de consumo dos últimos 12 meses e, por fim, dados comerciais. Os dados cadastrais têm por finalidade identificar, de forma simples, o consumidor. Os dados de distribuição fixam as primeiras variáveis, ou seja, as tarifas do consumidor. Já o histórico de consumo é utilizado como base para se criar um retrato do passado recente do consumidor e compreender quais seriam os seus resultados com o perfil observado de consumo recente – com o histórico, é possível projetar o resultado futuro. Por fim, os dados comerciais fornecem os preços de energia futuros ou do momento da operação.

Assim, após a inserção dos dados de entrada, o SAD fornece ao operador os resultados encontrados de acordo com a estrutura tarifária vigente, apresentando o retrato dos custos no ambiente regulado, a modalidade tarifária, a projeção de custos e a economia no ambiente livre.

Estruturalmente, o SAD se divide em dois blocos, em que o primeiro compreende os dados de entrada e o segundo os dados de saída. O primeiro é dividido em quatro sub-blocos:

- a) Dados do consumidor – Interface – Modelo de Dados;
- b) Dados de distribuição – Interface – Modelo de Dados;
- c) Histórico de consumo – Últimos 12 meses – Interface – Modelo de Dados;
- d) Dados comerciais – Interface – Modelo de Dados.

O segundo retorna os resultados obtidos também divididos em quatro sub-blocos:

- a) Análise do ambiente cativo – Decisor;
- b) Estudo de modalidade tarifária – Decisor;
- c) Estudo de mercado livre – Decisor;
- d) Estudo de economia – Decisor.

Ao finalizar a estruturação do SAD – objeto de estudo deste trabalho –, houve investimento, por parte da organização, no desenvolvimento do sistema *online* – que teve como base a estrutura deste SAD. O novo sistema, ainda sem nome definido, será utilizado por toda a equipe comercial espalhada pelo Brasil. Ademais, foi definida

para esta plataforma uma outra linguagem de programação, além de utilização de base de dados, integração com API da ANEEL e interface mais amigável para os usuários. Adicionalmente, o sistema também servirá como *Customer Relationship Management* (CRM). Abaixo será mostrado, em paralelo com as interfaces deste SAD, a interface em construção do novo sistema.

3.1.1 Dados Cadastrais

O primeiro sub-bloco – dados do consumidor – solicita do operador do SAD (Figura 13) a razão social, CNPJ, identificação do responsável pela unidade consumidora, e-mail e telefone. O cadastro é simples e serve como identificação do consumidor. A Figura 14 mostra o paralelo com o sistema *online*.

Figura 8 – Tela de Cadastro

Dados do consumidor

Razão Social

CNPJ

Responsável

E-mail

Telefone

Fonte: o autor (2023).

Figura 9 – Tela de cadastro – *online*

DETALHE DO LEAD

Dados cadastrais do consumidor

Preencha os campos abaixo com os dados do consumidor:

Parceiro

Contatos

E-mail

Contato comercial (Nome)

Telefone

Cargo

+ ADICIONAR CONTATO

Dados da Matriz

Documento (CPF/CNPJ)

Razão social

Inscrição estadual

CEP

Logradouro

Número

Complemento

Bairro

Cidade

Estado

Valor médio de consumo

Não informado

Arquivos

Adicione um arquivo aqui:

ADICIONAR ARQUIVOS

Fonte: o autor (2023).

3.1.2 Dados de Distribuição

O segundo sub-bloco solicita ao operador (Figura 15) a inserção dos parâmetros da distribuidora ao qual o consumidor está conectado. No item 'distribuidora' é apresentada uma lista suspensa com as mais de 100 distribuidoras que prestam esse serviço no país. A tensão de fornecimento mostra as opções de conexão com os subgrupos A1, A2, A3, A3a, A4 ou AS e a modalidade tarifária traz as opções azul ou verde para os subgrupos A3a, A4 ou AS, e apenas azul para os demais. Finalmente, solicita os dados de demanda ponta e demanda fora ponta, ambas em quilo-watt, para a modalidade azul, e apenas demanda fora ponta para modalidade verde. A Figura 16 mostra o paralelo com o sistema *online*.

Figura 10 – Tela de cadastro de dados distribuição

Fonte: o autor (2023).

Figura 11 – Tela de cadastro de dados de distribuição – *online*

Premissas de distribuição

Modalidade de contrato

Desconto garantido

Preço fixo

Distribuidora
CPFL Piratininga

Resolução
REH Nº 3.277, DE 17 DE OUTUBRO DE 2023

Vigência
22/10/2024

Data da proposta
13/12/2023

Validade da proposta
dd/mm/aaaa

Subgrupo

Modalidade Tarifária

Histórico de Consumo

Fonte: o autor (2023).

3.2.3 Histórico de Consumo

O terceiro sub-bloco solicita os dados de consumo (Figura 17), em mega-watt hora, dos últimos doze meses e devem ser inseridos com a discriminação entre os horários ponta e fora ponta. Além disso, os dados do histórico de consumo são imprescindíveis para avaliar as variações que podem ocorrer durante o ano e analisar, mês a mês, as possíveis soluções para cada tipo de consumo associado a tarifas vigentes, preços de mercado e tipo de energia. A Figura 18 mostra o paralelo com o sistema *online*.

Figura 12 – Tela de Entrada de Histórico de Consumo

Histórico de consumo - Últimos 12 meses		
	Ponta (MWh)	Fora Ponta (MWh)
Janeiro	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Fevereiro	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Março	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Abril	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Maio	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Junho	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Julho	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Agosto	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Setembro	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Outubro	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Novembro	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Dezembro	<input type="text"/>	<input type="text"/>

Fonte: o autor (2023).

Figura 14 – Tela de Entrada de Dados Comerciais

Dados comerciais			
Preços (R\$/MWh)	Ano	Ano + 1	Ano + 2
Convencional	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Incentivada 50%	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Incentivada 100%	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Aversão ao risco	<input type="text"/>		

Fonte: o autor (2023).

Figura 20 – Tela de Entrada de Dados Comerciais – online

Demanda ponta	Demanda fora ponta	Consumo ponta	Consumo fora ponta
<input type="text" value="134"/>	<input type="text" value="134"/> kW	<input type="text" value="2,87"/>	<input type="text" value="31,8"/> MWh
Valor de cálculo de imposto	Alíquota PIS	Alíquota COFINS	Alíquota ICMS
ICMS fora da base do PIS/COFINS	<input type="text" value="1"/> %	<input type="text" value="4"/> %	<input type="text" value="18"/> %
Período	Redução da base de cálculo	Sanciona tarifária	Economia
<input type="text"/>	<input type="text" value="0"/> %	<input type="text" value="Verde"/>	<input type="text" value="35"/> %
Apelido <input type="text"/>			
Previsão de resultado			
Economia (R\$)		Preço Energia Eletrôn	
<input type="text" value="RS7.697,98"/>		<input type="text" value="RS196,70"/>	

Fonte: o autor (2023).

3.2.5 Fórmulas de Cálculo – Modelos de Interação

Após a finalização do preenchimento dos dados, o motor de cálculo inicia a construção gráfica dos resultados, seguindo a sequência abaixo:

- Transforma os dados de consumo em MWh para MWmédio – quando se divide a quantidade em MWh pela quantidade de horas do mês (Pedroso; Santos; Alencar, 2021). A utilidade dessa unidade é vista na comparação entre meses diferentes. Para exemplificação, o mês de janeiro dura 744 horas; se houver um consumo de 744,000 MWh, haverá um valor equivalente de 1,000 MWm. Já o mês de abril dura 720 horas, logo, se houver o mesmo consumo de 744,000 MWh, haverá o valor equivalente de 1,033 MWm, visto que, para o mês de abril, 1,000 MWm equivale a 720,000 MWh. Portanto, a unidade

MWmédio é utilizada para evitar distorções geradas pelas diferenças de horas entre os meses, e é definida pela Equação 1;

$$\bullet \quad MWm_{mês} = \frac{(ConsumoPontaMWh_{mês} + ConsumoForaPontaMWh_{mês})}{n^{\circ} \text{ horas}} \quad (1)$$

b) Posteriormente, os dados de consumo, já na base de MWmédio, passam por avaliação estatística simples de máximo (Equação 2), média (Equação 3) e mínimo (Equação 4);

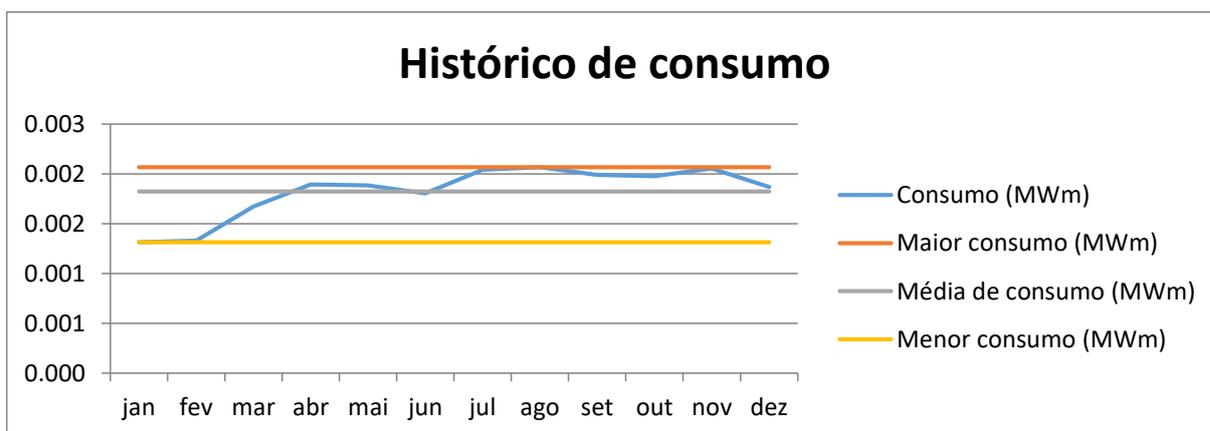
$$\bullet \quad Máximo_{Janeiro}^{Dezembro} = (MWm_{mês}) \quad (2)$$

$$\bullet \quad Média_{Janeiro}^{Dezembro} = (MWm_{mês}) \quad (3)$$

$$\bullet \quad Mínimo_{Janeiro}^{Dezembro} = (MWm_{mês}) \quad (4)$$

c) A partir dos dados obtidos nos passos a) e b), é gerado o gráfico de histórico de consumo (Figura 21), que permite ao operador avaliar se há grandes variações no consumo no espectro de 12 meses;

Figura 15 – Tela de Apresentação de Histórico de Consumo



Fonte: o autor (2023).

d) Após a criação do gráfico do histórico de consumo, é gerado o gráfico de custo das bandeiras tarifárias (Figura 22). Basicamente, é feita a multiplicação entre a quantidade total de energia consumida pela bandeira vigente (vide Equações 5, 6, 7 e 8);

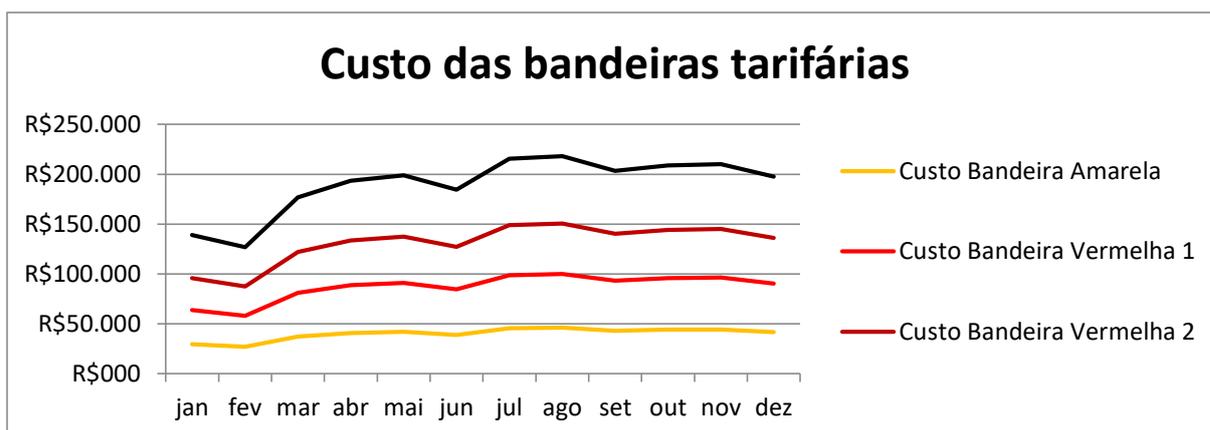
$$\bullet \quad CustoBandeiraAmarela_{mês} = (ConsumoPontaMWh_{mês} + ConsumoForaPontaMWh_{mês}) * (R\$ 29,89/MWh) \quad (5)$$

$$\bullet \quad CustoBandeiraVermelha1_{mês} = (ConsumoPontaMWh_{mês} + ConsumoForaPontaMWh_{mês}) * (R\$ 65,00/MWh) \quad (6)$$

- $CustoBandeiraVermelha2_{mês} = (ConsumoPontaMWh_{mês} + ConsumoForaPontaMWh_{mês}) * (R\$ 97,95/MWh)$ (7)

- $CustoBandeiraEscassezHídrica_{mês} = (ConsumoPontaMWh_{mês} + ConsumoForaPontaMWh_{mês}) * (R\$ 142,00/MWh)$ (8)

Figura 16 – Tela de retorno de custo de bandeiras tarifárias



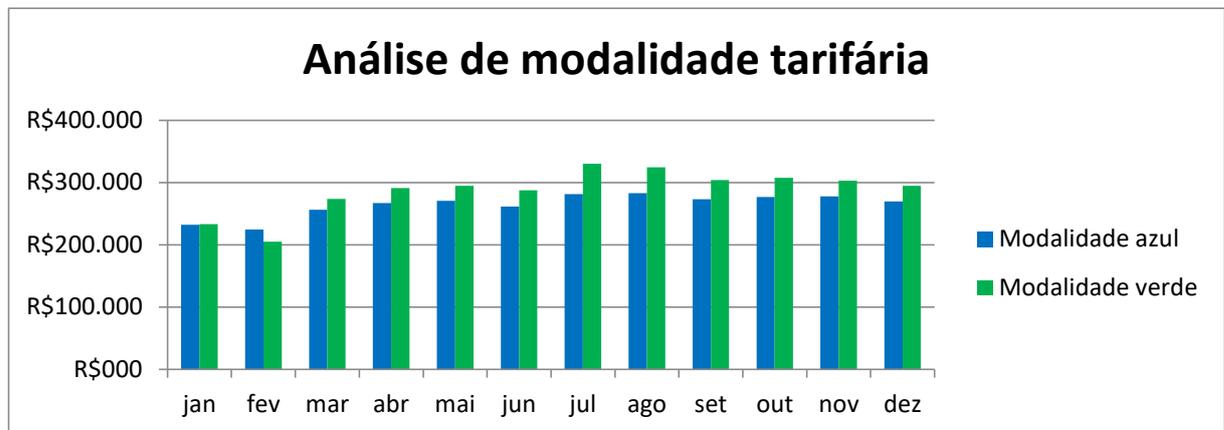
Fonte: o autor (2023).

e) O próximo gráfico gerado é o da análise de modalidade tarifária (Figura 23). Os custos de azul e verde são gerados a partir da estrutura de modalidades citadas na subseção 2.2.1.1 (Equações 9 e 10);

- $Custoazul_{mês} = TUSDDemandaPontakW_{mês} * TarifaTUSDDemandaPonta_{mês} + TUSDDemandaForaPontakW_{mês} * TarifaTUSDDemandaForaPonta_{mês} + ConsumoPontaMWh_{mês} * TarifaTUSDEncargoPonta_{mês} + ConsumoForaPontaMWh_{mês} * TarifaTUSDEncargoForaPonta_{mês}$; (9)

- $Custoverde_{mês} = Máximo(TUSDDemandaPontakW_{mês}, TUSDDemandaForaPontakW_{mês}) * TarifaTUSDDemandaForaPonta_{mês} + ConsumoPontaMWh_{mês} * TarifaTUSDEncargoPonta_{mês} + ConsumoForaPontaMWh_{mês} * TarifaTUSDEncargoForaPonta_{mês}$ (10)

Figura 17 – Tela de retorno de análise de modalidade tarifária



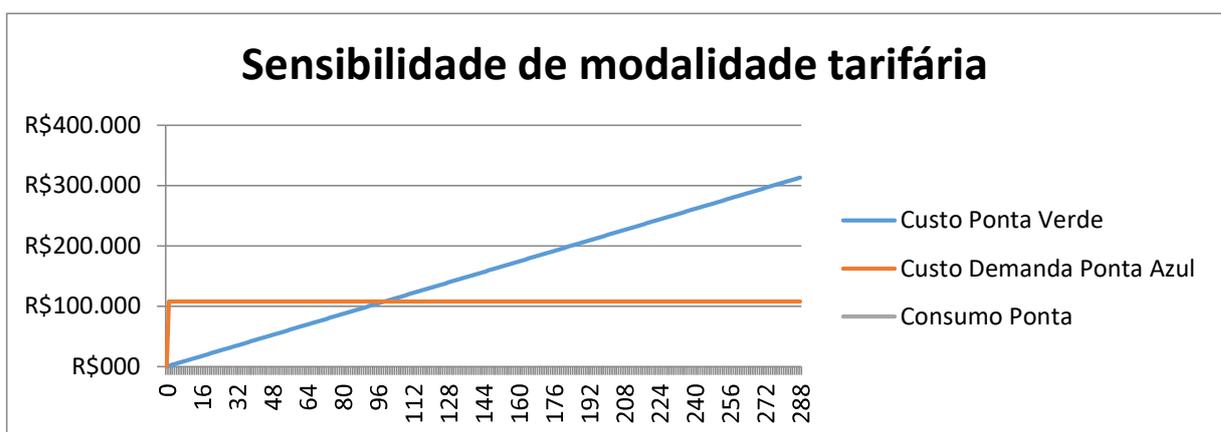
Fonte: o autor (2023).

f) A sensibilidade de modalidade tarifária mostra qual valor de custo variável na modalidade verde é necessário para atingir o custo fixo da modalidade azul (Figura 24), e é gerada pelas Equações 11 e 12;

- $$\text{Modalidade verde}_0^n = \text{ConsumoPontaMWh}_0^n * (\text{TarifaTUSDEncargoPonta}_{\text{mês}} - \text{TarifaTUSDEncargoForaPonta}_{\text{mês}}); \quad (11)$$

- $$\text{Modalidade azul} = \text{TUSDDemandaPontakW} * \text{TarifaTUSDDemandaPonta} \quad (12)$$

Figura 18 – Tela de retorno de sensibilidade tarifária



Fonte: o autor (2023).

g) O custo livre é calculado considerando cada tipo de modalidade tarifária com cada tipo de energia. Dessa forma, são gerados seis resultados (Figura 23), conforme as Equações 13, 14, 15, 16, 17 e 18;

A Equação 13 indica a modalidade azul com energia que não provém desconto na TUSD Demanda Ponta e TUSD Demanda Fora Ponta – energia convencional ou incentivada 0%:

$$\begin{aligned}
 \bullet \text{CustoLivreAzul}(0\%)_{\text{mês}} &= \text{TUSDDemandaPontakW}_{\text{mês}} * \\
 &\text{TarifaTUSDDemandaPonta}_{\text{mês}} * (1 - 0\%) + \\
 &\text{TUSDDemandaForaPontakW}_{\text{mês}} * \\
 &\text{TarifaTUSDDemandaForaPonta}_{\text{mês}} * (1 - 0\%) + \\
 &\text{ConsumoPontaMWh}_{\text{mês}} * \text{TarifaTUSDEncargoPonta}_{\text{mês}} + \\
 &\text{ConsumoForaPontaMWh}_{\text{mês}} * \text{TarifaTUSDEncargoForaPonta}_{\text{mês}} + \\
 &(\text{ConsumoPontaMWh}_{\text{mês}} + \text{ConsumoForaPontaMWh}_{\text{mês}}) * 1,03 * \\
 &\text{PreçoConv} ; \tag{13}
 \end{aligned}$$

A Equação 14 indica a modalidade azul com energia que provém desconto de 50% na TUSD Demanda Ponta e TUSD Demanda Fora Ponta – energia incentivada 50%:

$$\begin{aligned}
 \bullet \text{CustoLivreAzul}(50\%)_{\text{mês}} &= \text{TUSDDemandaPontakW}_{\text{mês}} * \\
 &\text{TarifaTUSDDemandaPonta}_{\text{mês}} * (1 - 50\%) + \\
 &\text{TUSDDemandaForaPontakW}_{\text{mês}} * \\
 &\text{TarifaTUSDDemandaForaPonta}_{\text{mês}} * (1 - 50\%) + \\
 &\text{ConsumoPontaMWh}_{\text{mês}} * \text{TarifaTUSDEncargoPonta}_{\text{mês}} + \\
 &\text{ConsumoForaPontaMWh}_{\text{mês}} * \text{TarifaTUSDEncargoForaPonta}_{\text{mês}} + \\
 &(\text{ConsumoPontaMWh}_{\text{mês}} + \text{ConsumoForaPontaMWh}_{\text{mês}}) * 1,03 * \\
 &\text{PreçoIncentivada50\%} ; \tag{14}
 \end{aligned}$$

A Equação 15 indica a modalidade azul com energia que provém desconto de 100% na TUSD Demanda Ponta e TUSD Demanda Fora Ponta – energia incentivada 100%:

$$\begin{aligned}
 \bullet \text{CustoLivreAzul}(100\%)_{\text{mês}} &= \text{TUSDDemandaPontakW}_{\text{mês}} * \\
 &\text{TarifaTUSDDemandaPonta}_{\text{mês}} * (1 - 100\%) + \\
 &\text{TUSDDemandaForaPontakW}_{\text{mês}} * \\
 &\text{TarifaTUSDDemandaForaPonta}_{\text{mês}} * (1 - 100\%) + \\
 &\text{ConsumoPontaMWh}_{\text{mês}} * \text{TarifaTUSDEncargoPonta}_{\text{mês}} + \\
 &\text{ConsumoForaPontaMWh}_{\text{mês}} * \text{TarifaTUSDEncargoForaPonta}_{\text{mês}} + \\
 &(\text{ConsumoPontaMWh}_{\text{mês}} + \text{ConsumoForaPontaMWh}_{\text{mês}}) * 1,03 * \\
 &\text{PreçoIncentivada100\%} ; \tag{15}
 \end{aligned}$$

A Equação 16 indica a modalidade verde com energia que não provém desconto na TUSD Consumo Ponta e TUSD Demanda Fora Ponta – energia convencional ou incentivada 0%:

$$\begin{aligned}
 & \bullet \text{CustoLivreVerde}(0\%)_{m\hat{e}s} = \\
 & \text{Máximo}(TUSDDemandaPontakW_{m\hat{e}s}, TUSDDemandaForaPontakW_{m\hat{e}s}) * \\
 & * \text{TarifaTUSDDemandaForaPonta}_{m\hat{e}s} * (1 - 0\%) + \\
 & \text{ConsumoPontaMWh}_{m\hat{e}s} * (\text{TarifaTUSDEncargoPonta}_{m\hat{e}s} - \\
 & (\text{TarifaTUSDEncargoPonta}_{m\hat{e}s} - \\
 & \text{TarifaTUSDEncargoForaPonta}_{m\hat{e}s}) * (1 - 0\%)) + \\
 & \text{ConsumoForaPontaMWh}_{m\hat{e}s} * \text{TarifaTUSDEncargoForaPonta}_{m\hat{e}s} + \\
 & (\text{ConsumoPontaMWh}_{m\hat{e}s} + \text{ConsumoForaPontaMWh}_{m\hat{e}s}) * 1,03 * \\
 & \text{PreçoConv} ; \tag{16}
 \end{aligned}$$

A Equação 17 indica a modalidade verde com energia que provém desconto de 50% na TUSD Consumo Ponta e TUSD Demanda Fora Ponta – energia incentivada 50%:

$$\begin{aligned}
 & \bullet \text{CustoLivreVerde}(50\%)_{m\hat{e}s} = \\
 & \text{Máximo}(TUSDDemandaPontakW_{m\hat{e}s}, TUSDDemandaForaPontakW_{m\hat{e}s}) * \\
 & * \text{TarifaTUSDDemandaForaPonta}_{m\hat{e}s} * (1 - 50\%) + \\
 & \text{ConsumoPontaMWh}_{m\hat{e}s} * (\text{TarifaTUSDEncargoPonta}_{m\hat{e}s} - \\
 & (\text{TarifaTUSDEncargoPonta}_{m\hat{e}s} - \\
 & \text{TarifaTUSDEncargoForaPonta}_{m\hat{e}s}) * (1 - 50\%)) + \\
 & \text{ConsumoForaPontaMWh}_{m\hat{e}s} * \text{TarifaTUSDEncargoForaPonta}_{m\hat{e}s} + \\
 & (\text{ConsumoPontaMWh}_{m\hat{e}s} + \text{ConsumoForaPontaMWh}_{m\hat{e}s}) * 1,03 * \\
 & \text{PreçoIncentivada50\%}; \tag{17}
 \end{aligned}$$

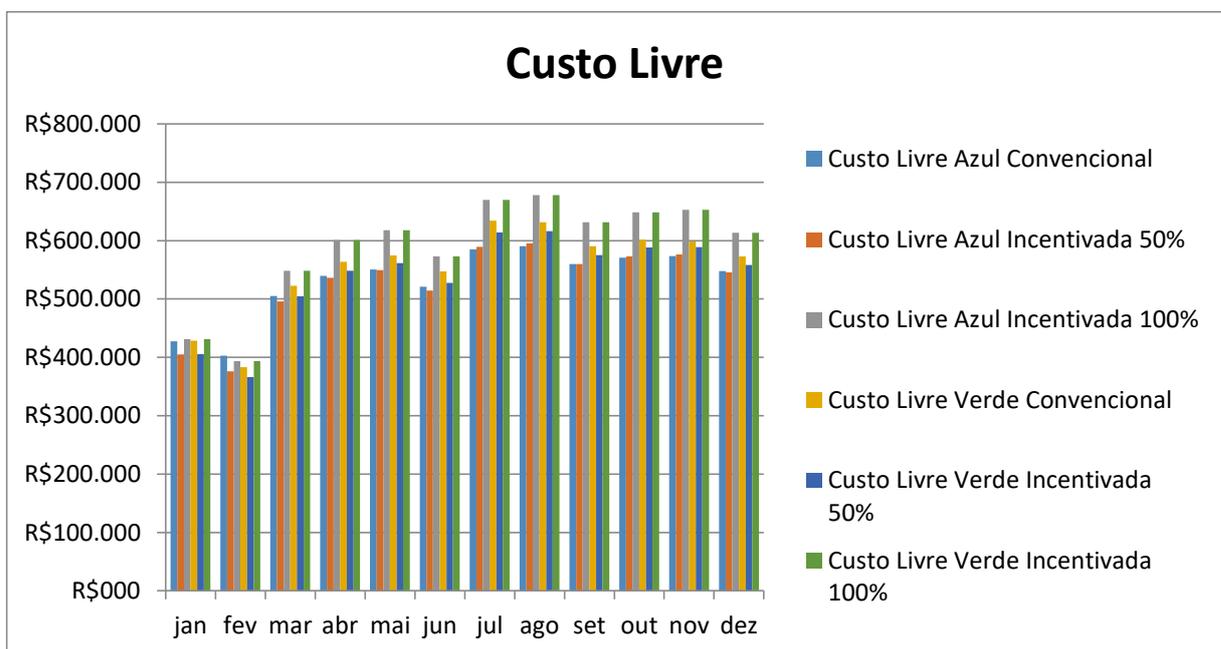
A Equação 18 indica a modalidade verde com energia que provém desconto de 100% na TUSD Consumo Ponta e TUSD Demanda Fora Ponta – energia incentivada 100%:

$$\begin{aligned}
 & \bullet \text{CustoLivreVerde}(100\%)_{m\hat{e}s} = \\
 & \text{Máximo}(TUSDDemandaPontakW_{m\hat{e}s}, TUSDDemandaForaPontakW_{m\hat{e}s}) * \\
 & * \text{TarifaTUSDDemandaForaPonta}_{m\hat{e}s} * (1 - 100\%) + \\
 & \text{ConsumoPontaMWh}_{m\hat{e}s} * (\text{TarifaTUSDEncargoPonta}_{m\hat{e}s} - \\
 & (\text{TarifaTUSDEncargoPonta}_{m\hat{e}s} -
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& TarifaTUSDEncargoForaPonta_{mês}) * (1 - 100\%)) + \\
& ConsumoForaPontaMWh_{mês} * TarifaTUSDEncargoForaPonta_{mês} + \\
& (ConsumoPontaMWh_{mês} + ConsumoForaPontaMWh_{mês}) * 1,03 * \\
& PreçoIncentivada100\%; \tag{18}
\end{aligned}$$

A Figura 25 mostra o retorno do SAD, mês a mês, em R\$, da saída das Equações 13 a 18.

Figura 19 – Tela de retorno do custo livre



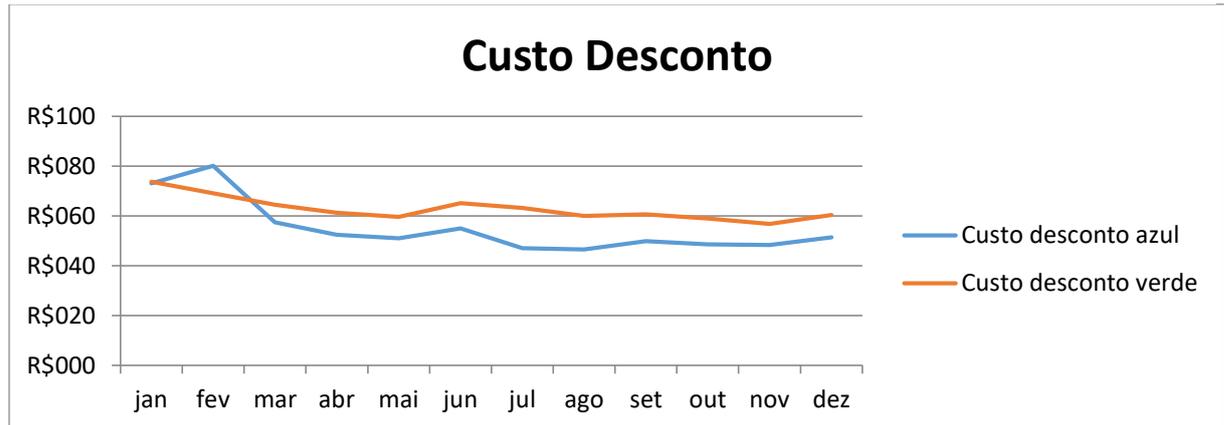
Fonte: o autor (2023).

h) O custo do desconto é um indicador que mostra o valor em R\$/MWh e que custa a aquisição de energia incentivada (Figura 26), seguindo as Equações 19 e 20;

- $$\begin{aligned}
CustoDescontoVerde_{mês} = & [Máximo(TUSDDemandaPontakW_{mês}, TUSDDemandaForaPontakW_{mês}) * \\
& * TarifaTUSDDemandaForaPonta_{mês} * (50\%) + \\
& ConsumoPontaMWh_{mês} * ((TarifaTUSDEncargoPonta_{mês} - \\
& TarifaTUSDEncargoForaPonta_{mês}) * 50\%)] / \\
& [(ConsumoPontaMWh_{mês} + ConsumoForaPontaMWh_{mês}) * 1,03]; \tag{19}
\end{aligned}$$

- $$\begin{aligned} \text{CustoDescontoAzul}_{m\acute{e}s} = & [TUSDDemandaPontakW_{m\acute{e}s} * \\ & \text{TarifaTUSDDemandaPonta}_{m\acute{e}s} * (50\%) + \\ & TUSDDemandaForaPontakW_{m\acute{e}s} * \\ & \text{TarifaTUSDDemandaForaPonta}_{m\acute{e}s} * (50\%)] / \\ & [(ConsumoPontaMWh_{m\acute{e}s} + ConsumoForaPontaMWh_{m\acute{e}s}) * 1,03]; \quad (20) \end{aligned}$$

Figura 20 – Tela de retorno do custo do desconto



Fonte: o autor (2023).

i) Na última etapa, inicialmente é calculado o custo cativo com as Equações 21 e 22.

- $$\begin{aligned} \text{CustoCativoAzul}_{m\acute{e}s} = & TUSDDemandaPontakW_{m\acute{e}s} * \\ & \text{TarifaTUSDDemandaPonta}_{m\acute{e}s} + TUSDDemandaForaPontakW_{m\acute{e}s} * \\ & \text{TarifaTUSDDemandaForaPonta}_{m\acute{e}s} + ConsumoPontaMWh_{m\acute{e}s} * \\ & (\text{TarifaTUSDEncargoPonta}_{m\acute{e}s} + \text{TarifadeEnergiaPonta}_{m\acute{e}s}) + \\ & \text{ConsumoForaPontaMWh}_{m\acute{e}s} * (\text{TarifaTUSDEncargoForaPonta}_{m\acute{e}s} + \\ & \text{TarifadeEnergiaForaPonta}_{m\acute{e}s}) \quad (21) \end{aligned}$$

- $$\begin{aligned} \text{CustoCativoVerde}_{m\acute{e}s} = & \\ & \text{Máximo}(TUSDDemandaPontakW_{m\acute{e}s}, TUSDDemandaForaPontakW_{m\acute{e}s}) * \\ & * \text{TarifaTUSDDemandaForaPonta}_{m\acute{e}s} + \text{ConsumoPontaMWh}_{m\acute{e}s} * \\ & (\text{TarifaTUSDEncargoPonta}_{m\acute{e}s} + \text{TarifadeEnergiaPonta}_{m\acute{e}s}) + \\ & \text{ConsumoForaPontaMWh}_{m\acute{e}s} * (\text{TarifaTUSDEncargoForaPonta}_{m\acute{e}s} + \\ & \text{TarifadeEnergiaForaPonta}_{m\acute{e}s}) \quad (22) \end{aligned}$$

As Equações 23 a 32 basicamente fazem subtrações das Equações 21 e 22 com as possibilidades geradas nas Equações 13 a 18:

$$\bullet \text{ } Economia_{m\acute{e}s(Azul \times Azulconv)} = CustoCativoAzul_{m\acute{e}s} - CustoLivreAzul(0\%)_{m\acute{e}s} \quad (23)$$

$$\bullet \text{ } Economia_{m\acute{e}s(Azul \times Azuli5)} = CustoCativoAzul_{m\acute{e}s} - CustoLivreAzul(50\%)_{m\acute{e}s} \quad (24)$$

$$\bullet \text{ } Economia_{m\acute{e}s(Azul \times Azuli1)} = CustoCativoAzul_{m\acute{e}s} - CustoLivreAzul(100\%)_{m\acute{e}s} \quad (25)$$

$$\bullet \text{ } Economia_{m\acute{e}s(Azul \times Verdeconv)} = CustoCativoAzul_{m\acute{e}s} - CustoLivreVerde(0\%)_{m\acute{e}s} \quad (26)$$

$$\bullet \text{ } Economia_{m\acute{e}s(Azul \times Verdei5)} = CustoCativoAzul_{m\acute{e}s} - CustoLivreVerde(50\%)_{m\acute{e}s} \quad (27)$$

$$\bullet \text{ } Economia_{m\acute{e}s(Verde \times Azulconv)} = CustoCativoVerde_{m\acute{e}s} - CustoLivreAzul(0\%)_{m\acute{e}s} \quad (28)$$

$$\bullet \text{ } Economia_{m\acute{e}s(Verde \times Azuli5)} = CustoCativoVerde_{m\acute{e}s} - CustoLivreAzul(50\%)_{m\acute{e}s} \quad (29)$$

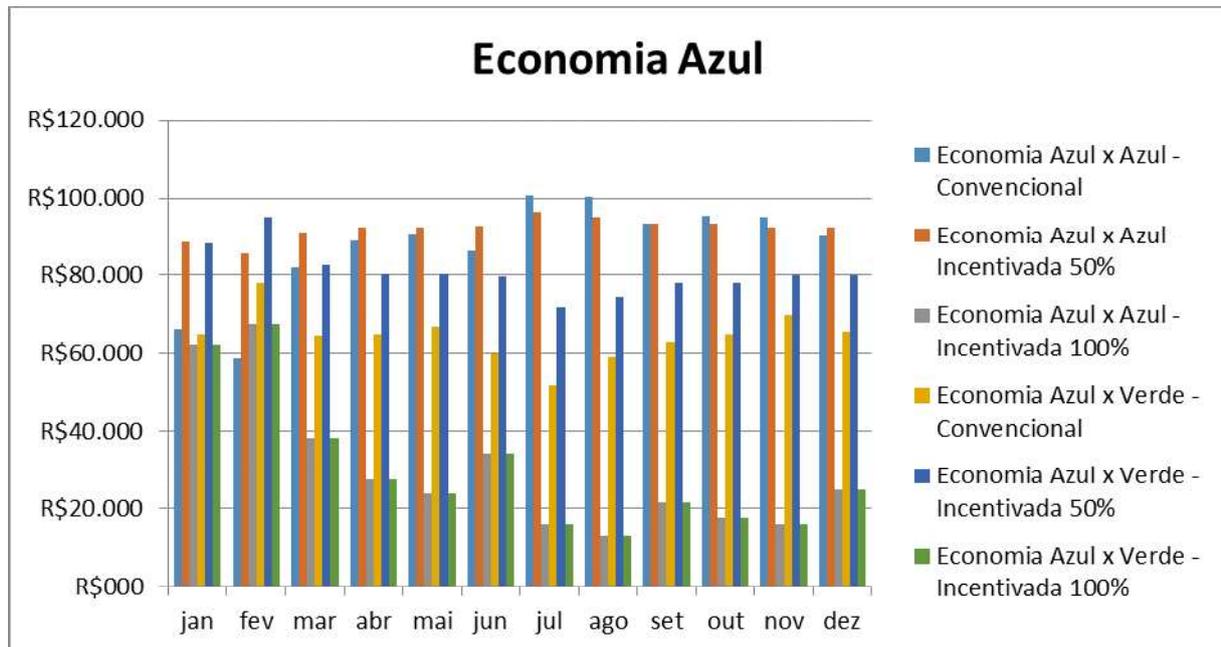
$$\bullet \text{ } Economia_{m\acute{e}s(Verde \times Azuli1)} = CustoCativoVerde_{m\acute{e}s} - CustoLivreAzul(100\%)_{m\acute{e}s} \quad (30)$$

$$\bullet \text{ } Economia_{m\acute{e}s(Verde \times Verdeconv)} = CustoCativoVerde_{m\acute{e}s} - CustoLivreVerde(0\%)_{m\acute{e}s} \quad (31)$$

$$\bullet \text{ } Economia_{m\acute{e}s(Verde \times Verdei5)} = CustoCativoVerde_{m\acute{e}s} - CustoLivreVerde(50\%)_{m\acute{e}s} \quad (32)$$

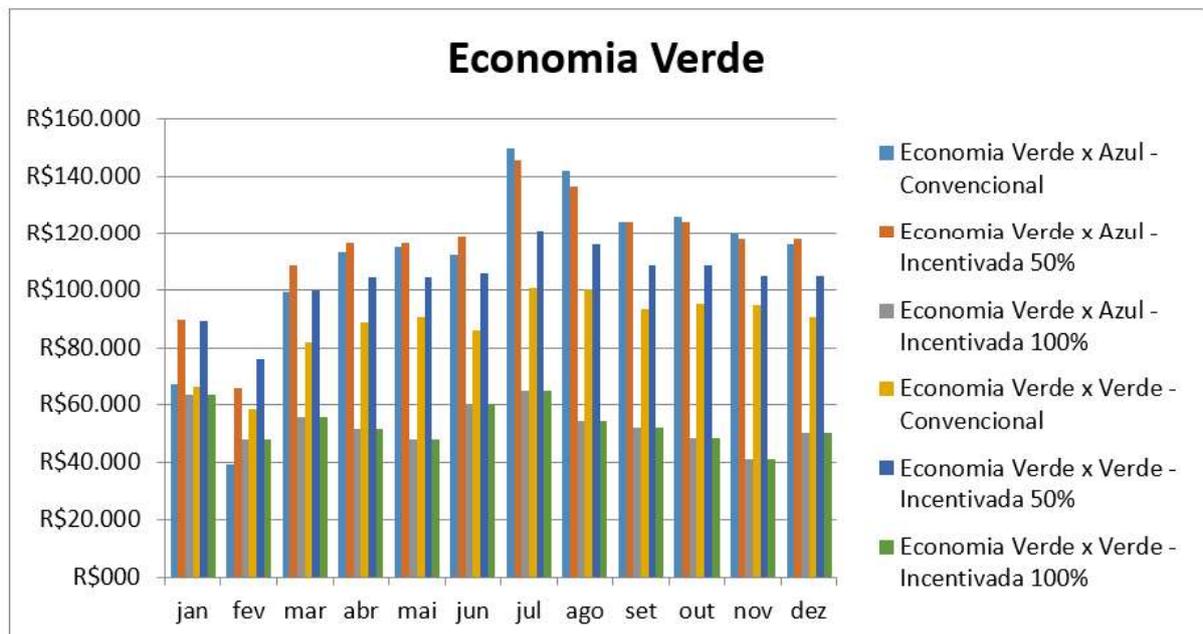
Por fim, as Figuras 27 e 28 apresentam, em base mensal, o valor projetado da economia, em que a Figura 27 mostra o resultado compilado das Equações 23 a 27 – ou seja, compara o custo cativo na modalidade azul com as cinco possibilidades possíveis de compra no ACL. Já a Figura 28 mostra o compilado das Equações 28 a 32, comparando o custo cativo na modalidade verde com as cinco possibilidades possíveis. Cabe destacar que, quando a compra é de energia incentivada 100%, as modalidades verde e azul são equivalentes no ACL.

Figura 27 – Tela de retorno: economia azul



Fonte: o autor (2023).

Figura 28 – Tela de retorno: economia verde



Fonte: o autor (2023).

4 CAPÍTULO 4

4.1 ESTUDO DE CASO

Para avaliação do sistema de apoio à decisão, foi utilizado, para estudo de caso, um consumidor localizado no estado de Minas Gerais. O consumidor, objeto do estudo, em 2020, contratava sua energia no ACR e avaliava a migração para o ACL. Além disso, ele, na ocasião conectado em tensão de 13,8 kV, passa por diversas quedas de energia que atrapalhavam a continuidade da sua produção, e, por isso, também avaliava a construção de uma subestação para mudança da tensão de fornecimento de 13,8 kV para 138 kV – que possui maior estabilidade em relação a quedas. Assim, foram realizadas duas avaliações para o cliente, em que a primeira avaliou a migração na tensão de 13,8 kV e a segunda a migração na tensão de 138 kV. Portanto, o sistema de apoio à decisão tornou-se extremamente aplicável devido às diversas avaliações que necessitavam ser feitas – desde a avaliação da migração para o ACL, passando pela troca de modalidade tarifária na mudança da tensão de fornecimento, até a nova projeção nas tarifas com a nova tensão de fornecimento.

4.1.1 Avaliação 1 – Tensão de Fornecimento – 13,8 kV – Grupo A4

A avaliação 1 considera a conexão na tensão de fornecimento de 13,8 kV, bem como as tarifas de energia publicadas pelas ANEEL na Resolução Homologatória nº 2757, de 18 agosto de 2020, conforme Tabela 6.

Tabela 6 – REN nº 2.757, de 18 de Agosto de 2020 – A4

REN nº 2.757, de 18 de Agosto de 2020	A4
TUSD Demanda Ponta	R\$ 44,89/kW
TUSD Demanda Fora Ponta	R\$ 14,68/kW
TUSD Consumo Ponta	R\$ 1.179,95/MWh
TUSD Consumo Fora Ponta	R\$ 91,05/MWh
TE Ponta	R\$ 420,83/MWh
TE Fora Ponta	R\$ 250,12/MWh

Fonte: o autor (2023).

Inicialmente, foram preenchidos os dados do consumidor – com razão social, CNPJ, responsável, e-mail e telefone fictícios (Figura 29). Em seguida, foram inseridos os dados de distribuição, distribuidora, tensão de fornecimento, modalidade tarifária atual e demanda fora ponta – vale ressaltar que a demanda ponta não foi preenchida porque não há diferenciação de horários desta na modalidade tarifária verde. Posteriormente, foram inseridas informações do histórico de consumo dos últimos doze meses. Finalmente, foram preenchidos os dados comerciais com os preços de energia vigentes da época. O item aversão ao risco, marcado no número zero, afirma que o consumidor deseja contratar a totalidade da energia para lastrear o seu consumo aos preços de mercado, sem exposição ao risco de mercado. Após a finalização do preenchimento, o estudo é realizado seguindo os passos citados no subitem 3.2.5, fórmulas de cálculo.

Figura 29 – Dados de entrada – consumidor 1

Estudo de viabilidade - Mercado Livre de Energia

Dados do consumidor

Razão Social: CONSUMIDOR 01

CNPJ: 12.345.678/9123-01

Responsável: Welton Pedrosa

E-mail: welton.pedrosa@ufpe.br

Telefone: (81)12345-6789

Histórico de consumo - Últimos 12 meses

	Ponta (MWh)	Fora Ponta (MWh)
Janeiro	100	878
Fevereiro	81	812
Março	115	1129
Abril	121	1242
Maio	121	1280
Junho	123	1176
Julho	144	1375
Agosto	137	1400
Setembro	127	1305
Outubro	127	1344
Novembro	122	1358
Dezembro	122	1269

Dados comerciais

Preços (R\$/MWh)	Ano	Ano + 1	Ano + 2
Convencional	200	190	180
Incentivada 50%	250	240	230
Incentivada 100%	350	340	330

Aversão ao risco: 0

Gerar estudo

Dados de distribuição

Distribuidora: CEMIG

Tensão de fornecimento: A4 (2,3 kV a 25 kV)

Modalidade tarifária: Verde

Demanda Ponta (kW):

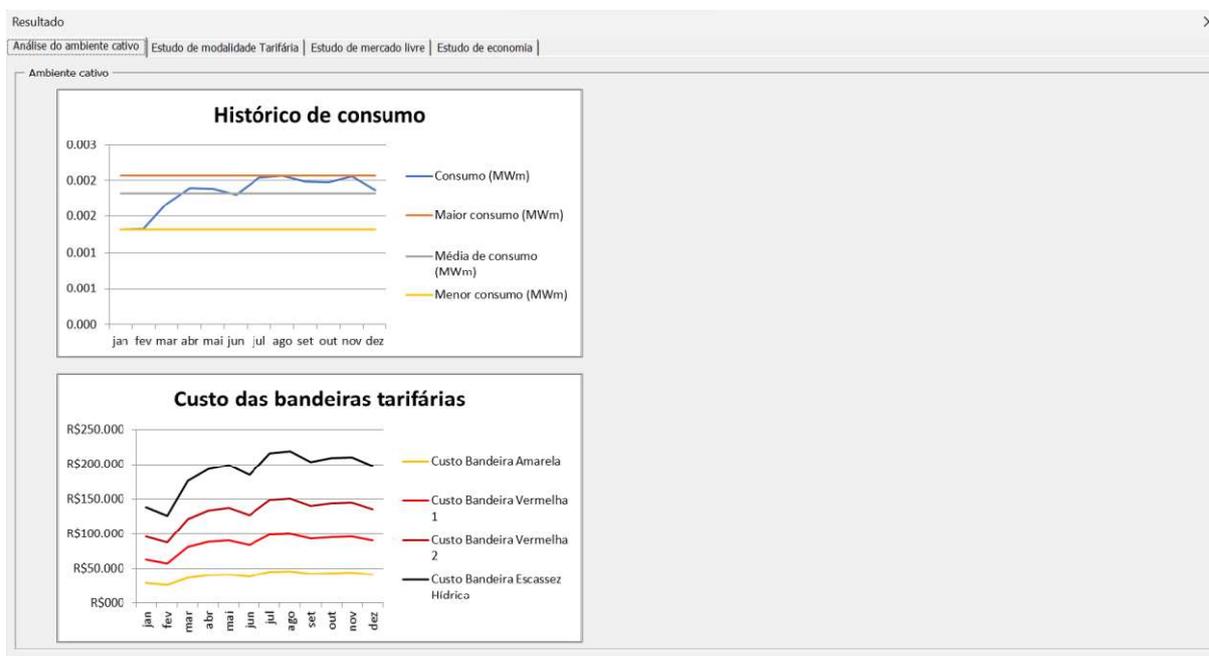
Demanda Fora Ponta (kW): 2400

Fonte: o autor (2023).

A primeira aba da seção de resultados, Análise do ambiente cativo (Figura 30), mostra o histórico de consumo da unidade em MWm – com maior, média e menor consumo – e o impacto mensal das bandeiras tarifárias. Percebe-se que a média de consumo está mais próxima do valor máximo do que do menor valor. Isso significa que os meses de janeiro e fevereiro impactam negativamente a média, provavelmente em razão de feriados e férias coletivas.

Em relação ao custo das bandeiras tarifárias, percebe-se que há uma faixa de mais de R\$ 150.000 mensais entre a bandeira tarifária amarela e a bandeira tarifária escassez hídrica.

Figura 30 – Análise do ambiente cativo – consumidor 1

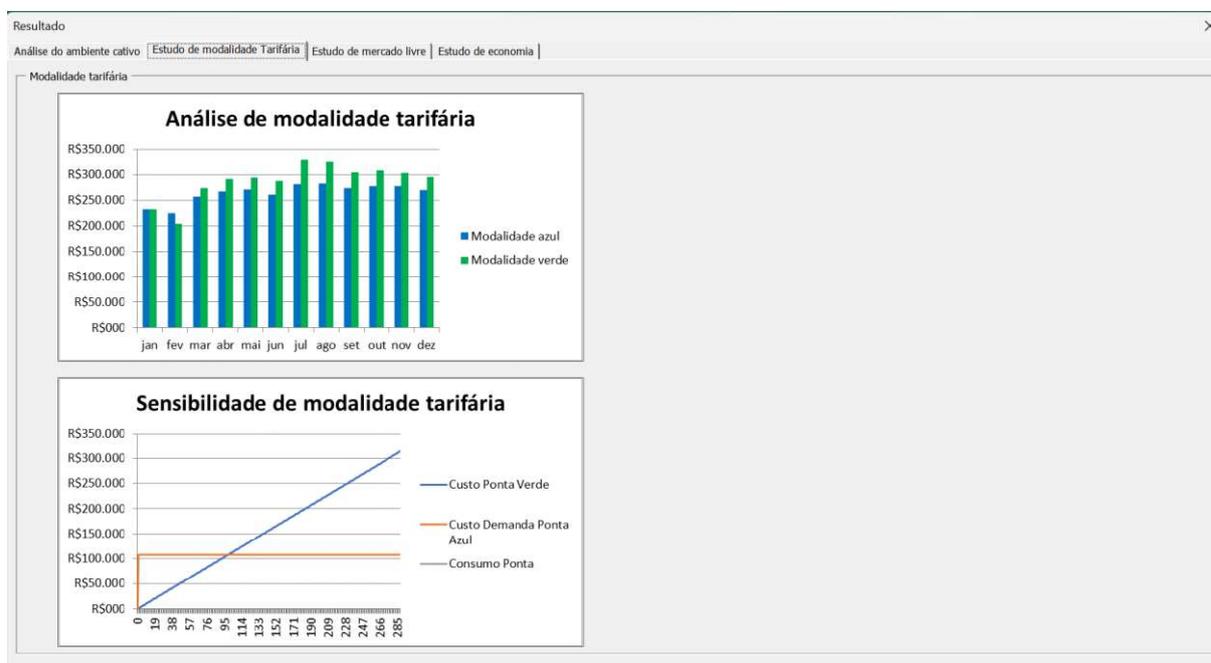


Fonte: o autor (2023).

A segunda aba, Estudo de modalidade tarifária (Figura 31), informa que a unidade apresentou, na maioria dos meses analisados, custo na modalidade azul inferior ao custo verde. Dessa forma, a modalidade indicada para este caso é a azul. Ademais, ao analisar a sensibilidade de modalidade tarifária, é possível notar que o custo fixo da modalidade tarifária azul é de cerca de R\$ 100.000. Assim, a modalidade verde torna-se viável apenas se o custo variável do consumo no horário ponta nesta for, mensalmente, inferior a R\$ 100.000, fato que só ocorre se o consumo no horário ponta for inferior a cerca de 98,000 MWh de consumo. Esse dado pode ser corroborado pelos meses de janeiro e fevereiro, que apresentaram consumo no horário ponta próximo ao limite. Sendo assim, o primeiro mês apresenta equiparação tarifária – ou seja, qualquer uma das modalidades apresentará o mesmo custo. No segundo mês, a modalidade verde foi a indicada, fator que pode ser explicado pelo fato de ter menos horas que os demais meses além do feriado de carnaval – que

podem apresentar mudanças de modalidades que não se repetem nos meses seguintes.

Figura 31 – Estudo de modalidade tarifária – consumidor 1



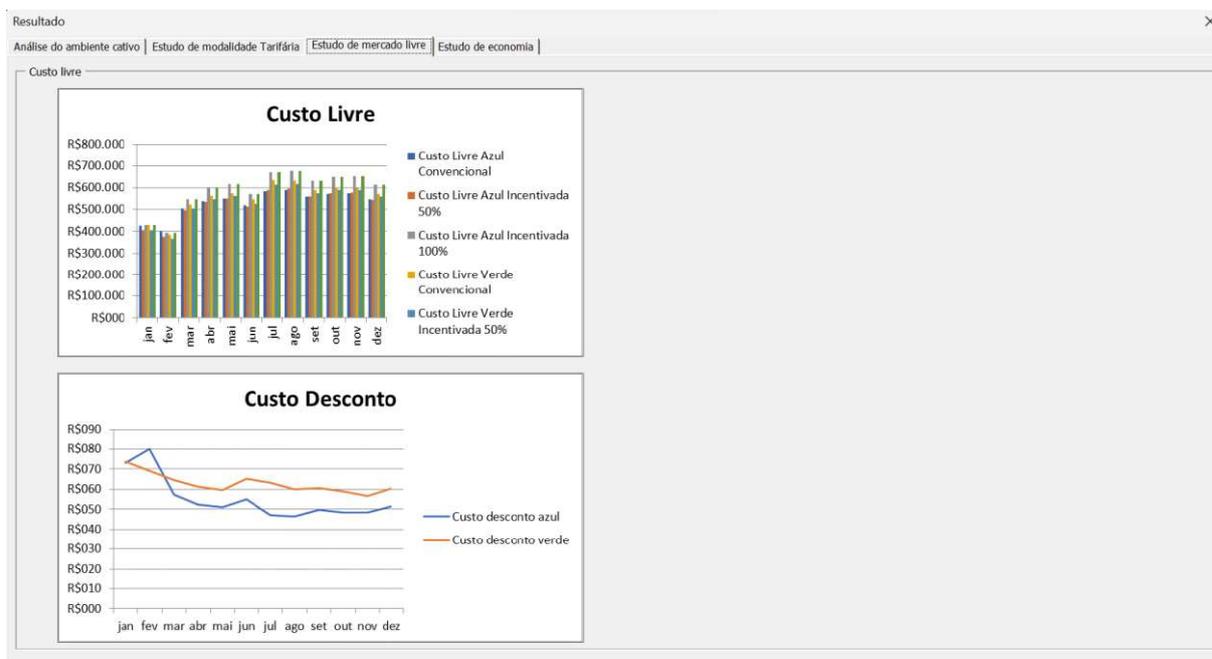
Fonte: o autor (2023).

A aba Estudo de mercado livre (Figura 32) apresenta o custo livre por cada tipo de energia. Essa análise é extremamente importante para se identificar o tipo de energia adequado para cada perfil de consumo. Além disso, esta é uma análise que deve ser feita mensalmente, visto que diversos imprevistos podem ocorrer em qualquer tipo de consumidor, como aconteceu com a pandemia de COVID-19, conforme Pedrosa, Santos e Alencar (2021) – um evento que interferiu bruscamente em todos os setores do consumo de energia. Dessa forma, fortes variações no consumo podem trazer mudanças na energia indicada.

Majoritariamente, consumos muito altos tendem a utilizar energia convencional, enquanto a energia incentivada 50% atende boa faixa de consumidores, visto que o *spread* praticado gera ganho frente aos descontos recebidos nas faturas das distribuidoras. Já a energia incentivada 100%, devido ao alto *spread* praticado, torna-se específica para consumidores atendidos por distribuidoras que possuam altas tarifas de demanda ou encargo ponta, ou para casos específicos de necessidade de alta demanda contratada e baixo consumo. Em linhas gerais, quando o *spread* praticado pelo mercado é inferior ao custo do desconto, torna-se vantajoso adquirir energia de fontes incentivadas. Assim, de acordo com os dados gerados, a

modalidade indicada é a azul, garantindo menor custo com a energia incentivada 50%, seguido pelo custo com energia convencional. Este fato pode ser detalhado pelo custo do desconto que, de forma geral, fica próximo a R\$ 50/MWh, próximo ao valor praticado pelo mercado de *spread* entre a energia convencional e a incentivada 50%.

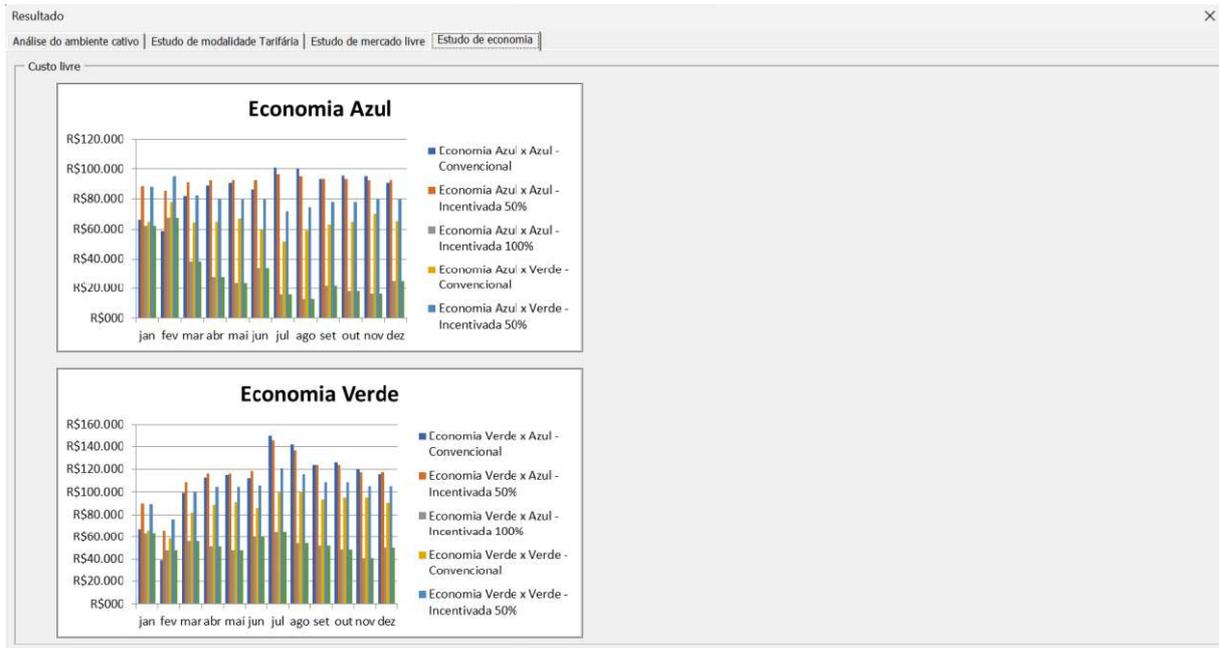
Figura 32 – Estudo de mercado livre – consumidor 1



Fonte: o autor (2023).

A última aba, Estudo de economia (Figura 33), mostra graficamente o quanto cada tipo de energia gera de economia por cada tipo de modalidade, verde ou azul. Nesse caso, é importante salientar que a maior economia não necessariamente gera o menor custo – pode-se notar que o menor custo livre desta aba não é a maior economia apresentada na aba estudo de economia.

Figura 33 – Estudo de economia – consumidor 1



Fonte: o autor (2023).

4.2.2 Avaliação 2 – Tensão de Fornecimento – 138 kV – Grupo A2

A avaliação 2 considera a conexão na tensão de fornecimento de 138 kV, bem como as tarifas de energia publicadas pela ANEEL na Resolução Homologatória nº 2757, de 18 agosto de 2020, conforme Tabela 7.

Tabela 7 – REN N° 2.757, de 18 de Agosto de 2020 – A2

REN n° 2.757, de 18 de Agosto de 2020	A2
TUSD Demanda Ponta	R\$ 11,93/kW
TUSD Demanda Fora Ponta	R\$ 5,00/kW
TUSD Consumo Ponta	R\$ 64,96/MWh
TUSD Consumo Fora Ponta	R\$ 64,96/MWh
TE Ponta	R\$ 420,83/MWh
TE Fora Ponta	R\$ 250,12/MWh

Fonte: O autor (2023).

É possível notar, de acordo com as Tabelas 5 e 6, que as tarifas no subgrupo A2 caem drasticamente quando comparadas com as tarifas do A4. A tarifa da demanda ponta no A2 é 73% inferior à do A4, enquanto a demanda fora ponta é 66% menor e o TUSD Consumo Ponta e Consumo Fora Ponta aproximadamente 28% menor.

O preenchimento dos dados cadastrais de entrada segue a mesma sequência realizada na avaliação 1, com exceção dos Dados de distribuição – que foram alterados na Tensão de fornecimento de A4 para A2 –, da modalidade tarifária – de verde para azul (por restrição regulatória) –, e das Demandas Ponta e Fora Ponta – de 2.400 kW para 3.700 kW (Figura 34).

Figura 34 – Dados de entrada – consumidor 2

Estudo de viabilidade - Mercado Livre de Energia

Dados do consumidor
Histórico de consumo - Últimos 12 meses
Dados comerciais

Dados do consumidor

Razão Social: CONSUMIDOR 01

CNPJ: 12.345.678/9123-01

Responsável: Welton Pedrosa

E-mail: welton_pedrosa@ulpe.br

Telefone: (81) 112345-6789

	Ponta (MWh)	Fora Ponta (MWh)
Janeiro	100	878
Fevereiro	81	812
Março	115	1129
Abril	121	1242
Maio	121	1280
Junho	123	1176
Julho	144	1375
Agosto	137	1400
Setembro	127	1305
Outubro	127	1344
Novembro	122	1358
Dezembro	122	1269

Dados comerciais

Preços (R\$/MWh)	Ano	Ano + 1	Ano + 2
Convencional	200	190	180
Incentivada 50%	250	240	230
Incentivada 100%	350	340	330

Aversão ao risco: 0

Gerar estudo

Dados de distribuição

Distribuidora: CEMIG

Tensão de fornecimento: A2 (88 kV a 138 kV)

Modalidade tarifária: Azul

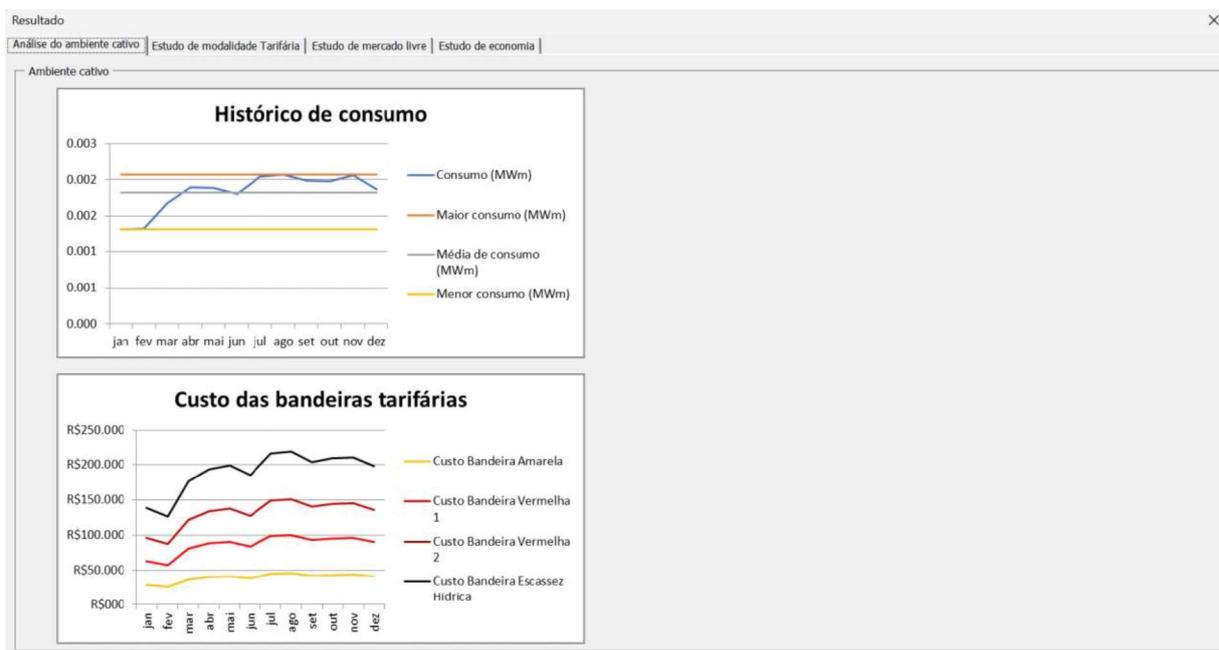
Demanda Ponta (kW): 3700

Demanda Fora Ponta (kW): 3700

Fonte: o autor (2023).

A primeira aba de resultados, Análise do ambiente cativo (Figura 35), é idêntica à da avaliação 1, pois não houve alteração do preenchimento do histórico de consumo e não há alteração do valor das bandeiras tarifárias por subgrupo tarifário.

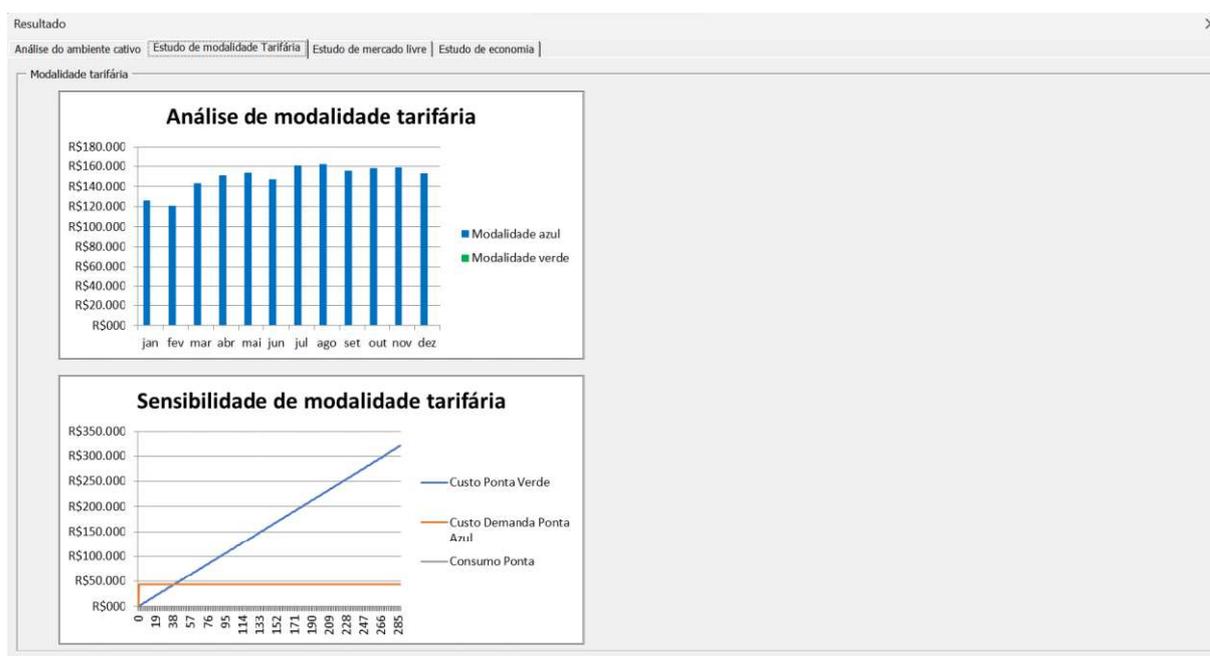
Figura 35 – Análise do ambiente cativo – consumidor 2



Fonte: o autor (2023).

A segunda aba, Estudo de modalidade tarifária (Figura 36), apresenta algumas diferenças em relação à Figura 22, da avaliação 1. É possível notar que a tela de entrada não retorna resultados para modalidade tarifária verde, pois esta não existe no subgrupo A2. Ademais, nota-se que há uma queda expressiva de valores no custo da modalidade azul. No subgrupo A4, avaliação 01, o custo mensal repetidamente ultrapassou os R\$ 200.000 com demanda de 2.400 kW. No subgrupo A2, o maior custo foi pouco superior a R\$ 160.000 com 3.700 kW de demanda. Ou seja, houve uma redução mínima de R\$ 40.000 – indicador que pode ser usado na estimativa do *payback* da instalação da subestação necessária para receber a energia na tensão de fornecimento de 138 kV.

Figura 36 – Estudo de modalidade tarifária – consumidor 2

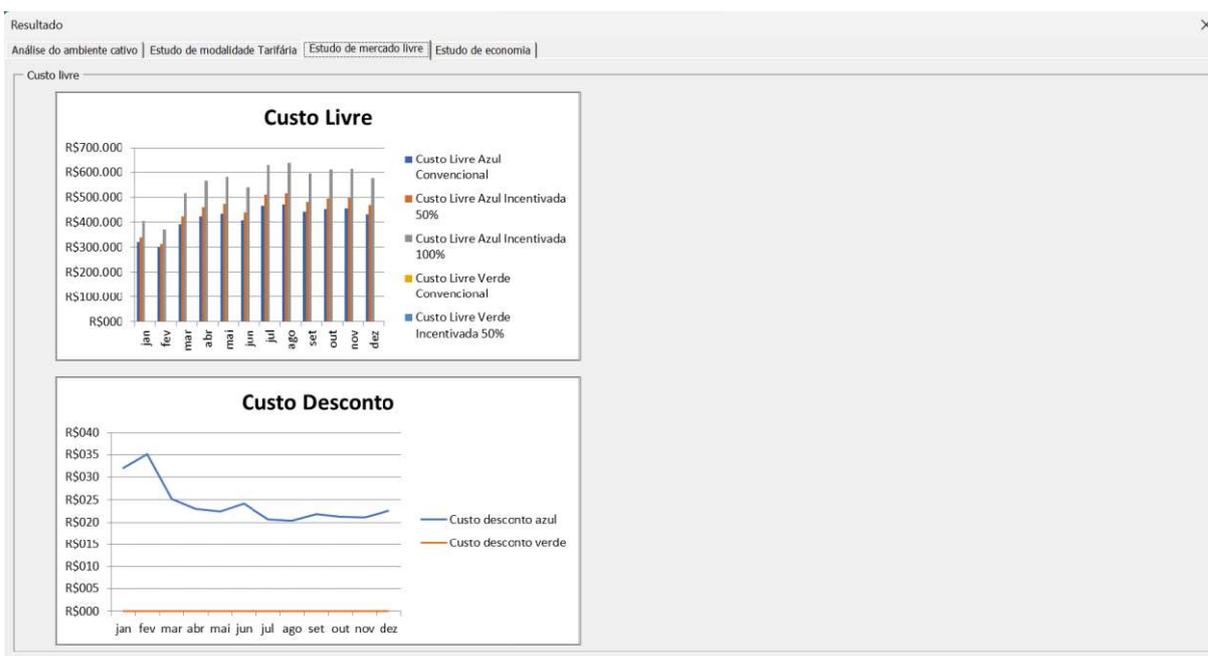


Fonte: o autor (2023).

Para o caso do subgrupo A2, a sensibilidade tarifária se torna irrelevante por não haver modalidade tarifária verde, o que torna esta informação apenas como ilustrativa. Contudo, caso fosse comparado com a modalidade verde, a azul se tornaria mais vantajosa para consumo no horário ponta – pouco superior a 38,000 MWh, enquanto na avaliação 1 se aproximava de 98,000 MWh.

Na terceira aba, Estudo de mercado livre (Figura 37), percebe-se que não há avaliação na modalidade tarifária verde. Além disso, também se verifica que o menor custo livre se encontra, em todos os meses, na energia convencional. Dessa forma, pode-se afirmar que o valor financeiro do *spread* das energias incentivada 50% e 100% não compensa o desconto que será recebido na fatura da distribuidora. Esse fato é corroborado pelo Custo Desconto, observado no segundo gráfico. O valor máximo atingido é de R\$ 35/MWh em fevereiro – valor inferior ao praticado nas condições comerciais de R\$ 50/MWh da energia convencional para incentivada 50% e R\$ 100/MWh da energia incentivada 50% para 100%. Em linhas gerais, quanto maior for a tensão de fornecimento, menor será o valor das TUSD Demanda Ponta, Demanda Fora Ponta, Consumo Ponta e Consumo Fora Ponta; ademais, quanto menor for o valor das tarifas, menos atrativas se tornam as energias incentivada 50% e 100%.

Figura 37 – Estudo de mercado livre – consumidor 2

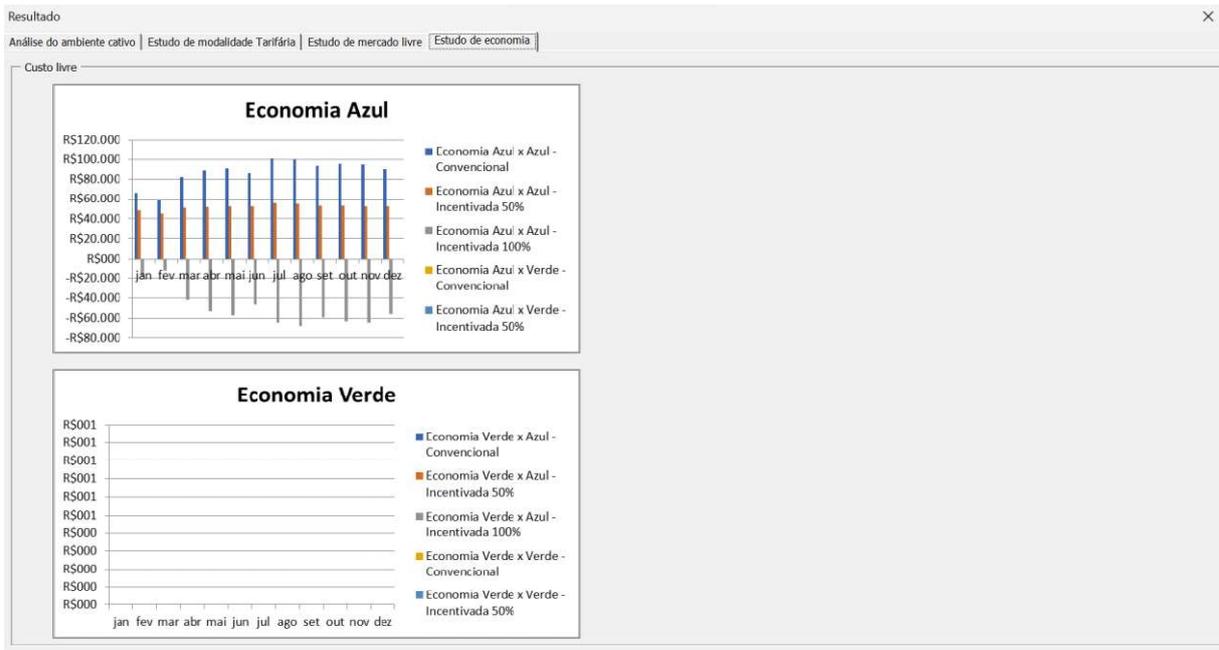


Fonte: o autor (2023).

A última aba, Estudo de economia (Figura 38), mostra um novo dado, em que, caso a unidade adquira energia incentivada 100%, não terá economia frente ao ACR. Isso resulta da perda financeira que ocorre no *spread* do tipo de energia. Em outras palavras, a unidade gastaria cerca de R\$ 150/MWh adicionais para garantir que não haveria custo com a TUSD Demanda Ponta e Fora Ponta, enquanto o valor máximo

que deveria ser desembolsado, de acordo com o custo desconto, seria de R\$ 70/MWh. Assim, haveria uma perda financeira de R\$ 80/MWh. Portanto, nessa avaliação, a maior economia também se encontra no menor custo, na modalidade azul com energia convencional.

Figura 38 – Estudo de economia – consumidor 2



Fonte: o autor (2023).

Mediante o exposto, é possível avaliar pelos resultados dos dois casos que ambos são fortemente impactados pela mudança de tensão de fornecimento do consumidor. Ao mudá-la de A4 para A2, há alterações em grande número de variáveis, como as tarifas. Além disso, para o estudo de caso, também houve a necessidade de mudança de modalidade tarifária, verde para azul, por força regulatória. Sendo assim, mesmo para um executivo experiente, as diversas variáveis podem trazer complicações nas avaliações e dificultar a tomada de decisão. Dessa forma, a proposição do SAD é mostrar, de forma visual e numérica, por meio de gráficos, os impactos causados, em R\$, pelas mudanças dessas variáveis.

5 CONCLUSÕES

Ademais, a relevância acadêmica desta pesquisa tem dois âmbitos, o teórico e o prático. No teórico, a pesquisa agrupa, de forma estruturada e sistemática, as necessárias e suficientes, regras, normas e legislações que impactam a forma de contratação de energia elétrica por parte dos consumidores no cenário brasileiro. Já no âmbito prático, esta contribui com a criação de sistema de apoio à decisão e mostra, de forma clara, a partir de dados de entrada, os resultados que podem impactar os custos com energia elétrica associados a cada perfil de consumo e às tarifas de cada distribuidora de energia.

A partir do exposto, é possível afirmar que o sistema de apoio à decisão é um importante aliado na escolha da forma de contratação de energia elétrica no mercado brasileiro. Além disso, com o complemento de trabalhos futuros, este sistema pode incorporar diversas análises, como associar riscos de contratações, contratações parciais, produtos de economia garantida, produtos com custo fixo, entre outros, e tornar-se mais robusto e completo.

Sabe-se que muitas variáveis compõem a contratação de energia, portanto, o sistema também tem como objetivo facilitar a vida do operador ao apresentar todas as variáveis em gráficos e números. Essa facilidade torna-se extremamente útil, já que gera escalabilidade com a abertura do mercado varejista – que pode proporcionar uma entrada de mais de 150 mil novos consumidores, frente aos 37 mil já adeptos.

Diversos estudos publicados acerca do tema abordam diversos cálculos, estruturações de cálculo e análises de variáveis de risco voltadas para comercializadoras de energia, enquanto os que focam nos consumidores são tratados como casos isolados e não buscam mostrar os casos gerais, tornando-se o objeto deste trabalho.

A relevância da pesquisa e do sistema de apoio à decisão para empresa, portanto, destaca-se pela sistematização do conhecimento adquirido pela consultoria – ao longo de mais de 10 anos de atuação –, transformando-o em um algoritmo que permite que os analistas e gestores analisem as diversas possibilidades de forma mais rápida e segura, garantindo que as soluções apresentadas para os consumidores levarão à melhor decisão, eliminando a subjetividade de estudos realizados sem parametrização.

Além disso, há impacto no custo hora-homem de trabalho. Por ser um mercado recente, a mão de obra especializada ainda é escassa e de alto custo. Um executivo

de vendas sênior, por exemplo, faz, em média, 200 estudos de viabilidade por ano; o tempo médio para a realização deste estudo de forma manual, abrangendo todas as variáveis, é de cerca de 60 minutos. Com o SAD, esse tempo estimado cai para cerca de 15 minutos. Dessa forma, ao considerarmos 200 estudos anuais, o SAD projeta economia de tempo de cerca de 150 horas anuais por cada executivo de vendas. Ao considerar uma equipe com 30 executivos, cada um com salário médio de R\$ 7.500, o tempo poupado associa a uma economia anual de R\$ 180.000, sem contar a possibilidade de utilizar o tempo não dispendido com estudos em outras atividades ou de praticamente quadruplicar os estudos mantendo o tamanho da equipe.

Do ponto de vista social, a pesquisa beneficia a economia como um todo, visto que leva aos mais variados setores atendidos a possibilidade de escolher pelo contrato que leve ao menor custo possível com energia elétrica, beneficiando a competitividade e toda a cadeia de produção e serviços com a redução de custos com insumo – que é essencial para praticamente 100% das atividades econômicas atuais.

Pessoalmente, o trabalho propiciou a consolidação de diversos conceitos trabalhados em pouco mais de 6 anos de empresa, além de relacionar, de forma estruturada, conceitos desenvolvidos ao longo da duração do curso. Adicionalmente, este permitiu desenvolver conceitos lógicos de programação e sistemas. Além disso, a implementação de algumas ferramentas do trabalho permitiu uma evolução na parte pessoal de diálogo, no enfrentamento de dificuldades e na empatia com o próximo para desenvolvimento de pessoas em geral.

Sendo assim, o sistema, ainda em desenvolvimento, possui diversas limitações, como a falta de uma avaliação de modalidade tarifária, de sugestões de ajustes de demanda contratada, de modelos de preço fixo, e de integração de dados de encargos de Conta COVID e Escassez Hídrica. Contudo, com os processos já mapeados, este continuará em evolução a fim de atender as necessidades comerciais e também se integrar aos sistemas de mercado já existentes e utilizados em outras áreas, como jurídico, financeiro, *trading*, *backoffice* etc. Por fim, o trabalho proposto gera um produto tecnológico que atingiu os objetivos propostos no trabalho por sistematizar o conhecimento e forma de trabalho de análise e consultoria adquirido ao longo dos anos.

REFERÊNCIAS

ABRACEEL. **BOAS PRÁTICAS Gestão de Risco**. 2020. Disponível em: <https://abraceel.com.br/wp-content/uploads/post/2023/10/Cartilha-do-Mercado-Livre-de-Energia.pdf>. Acesso em: 17 dez. 2023.

AMADEU, Jefferson R.; BARBOSA, Paulo S. F.. Stochastic simulation of Brazilian forward energy prices. **ENERGY SYSTEMS**, [S.L.], p. 0-0, 8 maio 2020. Springer Science and Business Media LLC. <http://dx.doi.org/10.1007/s12667-020-00389-6>.

BRANDI, Paulo. **Energia elétrica no Brasil: breve cronologia do setor elétrico brasileiro**. 2022. Disponível em: <https://memoriadaeletricidade.com.br/artigos/119106/energia-eletrica-no-brasil-breve-cronologia-do-setor-eletrico-brasileiro>. Acesso em: 10 nov. 2022.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Submódulo 7.1 dos Procedimentos Gerais**. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2014607_Proret_Submod_7_1_V4.pdf. Acesso em: 23 mai. 2022 (a).

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução normativa n. 1000**, de 7 de dezembro de 2021. Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica; revoga as Resoluções Normativas ANEEL nº 414, de 9 de setembro de 2010; nº 470, de 13 de dezembro de 2011; nº 901, de 8 de dezembro de 2020 e dá outras providências. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.html>. Acesso em: 25 abr. 2022 (b).

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução normativa n. 1059**, de 7 de fevereiro de 2023. Aprimora as regras para a conexão e o faturamento de centrais de microgeração e minigeração distribuída em sistemas de distribuição de energia elétrica, bem como as regras do Sistema de Compensação de Energia Elétrica; altera as Resoluções Normativas nº 920, de 23 de fevereiro de 2021, 956, de 7 de dezembro de 2021, 1.000, de 7 de dezembro de 2021, e dá outras providências. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231059.html>. Acesso em: 28 mar. 2023 (c).

BRASIL. Ministério das Minas e Energia. **Portaria n. 50**, de 27 de setembro de 2022. Definir o limite de carga para contratação de energia elétrica por parte dos consumidores de que trata o § 3º do art. 15 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Disponível em: <https://in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-normativa-n-50/gm/mme-de-27-de-setembro-de-2022-432279937>. Acesso em: 28 set. 2022 (d).

BRASIL, 1962-2022 - Seis décadas de inovação: Eletrobras 60 anos/Centro da Memória da Eletricidade no Brasil. Rio de Janeiro: Memória da Eletricidade, 2022. (e)

BRASIL. SGT/ANEEL. **SAMP - Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica**. Disponível em: <https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/samp>. Acesso em: 23 mar. 2023.

BURIN, Heloísa P.; SILUK, Julio S. M.; REDISKE, Graciele; ROSA, Carmen B.. Determining Factors and Scenarios of Influence on Consumer Migration from the

Regulated Market to the Deregulated Electricity Market. **Energies**, [S.L.], v. 14, n. 1, p. 65, 24 dez. 2020. MDPI AG. <http://dx.doi.org/10.3390/en14010065>.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Modulação e sazonalização**. Disponível em: <http://ccee.micropower.com.br/Performa/Web/Portal/Main/Home.aspx>. Acesso em: 14 nov. 2022 (a).

CANAZZA, Virginia *et al.* A hybrid decision support for bidding in the spot energy market. **Engineering Intelligent Systems For Electrical Engineering And Communications**, Lemnos, v. 13, n. 2, p. 141-146, jun. 2005.

CARÇÃO, João Francisco de Castro. **TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL**. 2011. 103 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2011.

ENERGIA, Ministério de Minas e. **Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel)**. 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/sntep/quem-e-quem/setor-publico-1/cepel>. Acesso em: 04 abr. 2023.

FERNANDES, Gláucia; GOMES, Leonardo Lima; BRANDÃO, Luiz Eduardo Teixeira. Mitigating Hydrological Risk with Energy Derivatives. *Energy Economics*, [S.L.], v. 81, p. 528-535, jun. 2019. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2019.05.001>.

FREIRE, J. E. (2000). **Uma abordagem sobre os colaboradores na atual sociedade da informação**. Dissertação (Mestrado), EESC-USP Escola de Engenharia de São Carlos. Universidade de São Paulo.

FREIRE, Wagner. **Abenaias Silva, da Vega Energy, admite erro de estratégia, mas quer reduzir impacto no mercado**: sócio da comercializadora nega má fé e diz que tenta uma solução para o problema.. 2019. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53089191/abenaias-silva-da-vega-energy-admite-erro-de-estrategia-mas-quer-reduzir-impacto-no-mercado>. Acesso em: 31 jan. 2023.

GIL, Antônio Carlos. **Métodos e técnicas de pesquisa social**. 6. ed. São Paulo: Atlas S.A, 2008.

GOMES, Antonio Claret Silva *et al.* **O setor elétrico**. In: SÃO PAULO, Elizabeth Maria De; KALACHE FILHO, Jorge (Org.). Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social 50 anos: histórias setoriais. Rio de Janeiro : Dbá , 2002. Sem volume, p.[321]-347.

GUO, X. *et al.* A decision support system (dss) for price risk management in vegetable, China. Em: **IFIP — The International Federation for Information Processing**. New York: Springer-Verlag, 2006. p. 567–572.

HESLA, Erling. Electricity in Brazil-Part 1 [History]. **Ieee Industry Applications Magazine**, [S.L.], v. 17, n. 2, p. 8-12, mar. 2011. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/mias.2010.939808>.

HILLIER, F. S.; LIEBERMAN, G. J. **Introdução à pesquisa operacional**. 9ª ed. Porto Alegre: AMGH, 2013.

LIMA, Delberis A.; PAULA, Daniel Niemeyer Teixeira. Free contract environment for big electricity consumer in Brazil considering correlated scenarios of energy, power demand and spot prices. **Electric Power Systems Research**, [S.L.], v. 190, p. 106828, jan. 2021. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.epr.2020.106828>.

KAWAI JUNIOR, Mikio. **GESTÃO DE RISCO DE PREÇOS E RISCO DE LIQUIDEZ NO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA: UMA METODOLOGIA ADAPTA**. 2015. 115 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Civil, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2015. Disponível em: <http://repositorio.unicamp.br/Acervo/Detalhe/962787>. Acesso em: 03 abr. 2023.

KALETA, Mariusz. Aided design of market mechanisms for electricity clusters. **Central European Journal Of Operations Research**, [S.L.], v. 28, n. 4, p. 1291-1314, 19 ago. 2019. Springer Science and Business Media LLC. <http://dx.doi.org/10.1007/s10100-019-00640-1>.

KARTALIDIS, A.; ARAMPATZIS, G.; ASSIMACOPOULOS, D. **A decision support system for design and assessment of hybrid systems for cogeneration of electricity and water**. Disponível em: <http://www.msc-les.org/proceedings/emss/2010/EMSS2010_89.pdf>. Acesso em: 30 maio. 2024.

K. Boukhayma and A. ElManouar, "Evaluating decision support systems", **2015 15th International Conference on Intelligent Systems Design and Applications (ISDA)**, Marrakech, Morocco, 2015, pp. 404-408, doi: 10.1109/ISDA.2015.7489263.

KEEN, Peter G.W.. Decision support systems: the next decade. **Decision Support Systems**, [S.L.], v. 3, n. 3, p. 253-265, set. 1987. Elsevier BV. [http://dx.doi.org/10.1016/0167-9236\(87\)90180-1](http://dx.doi.org/10.1016/0167-9236(87)90180-1).

LAKSHMI, G. *et al.* **A STUDY ON THE FINANCIAL ANALYSIS OF RELIANCE INDUSTRIES LIMITED**. International Journal of Advanced Research, v. 9, n. 5, p. 149–161, 31 maio 2021.

LANG, Karl R.; WHINSTON, Andrew B.. A design of a DSS intermediary for electronic markets. **Decision Support Systems**, [S.L.], v. 25, n. 3, p. 181-197, abr. 1999. Elsevier BV. [http://dx.doi.org/10.1016/s0167-9236\(99\)00005-6](http://dx.doi.org/10.1016/s0167-9236(99)00005-6).

MAGALHAES, Gildo; TOMIYOSHI, Luiz. Electricity in Brazil—Part 2 [History]. **Ieee Industry Applications Magazine**, [S.L.], v. 17, n. 3, p. 8-69, maio 2011. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/mias.2011.940432>.

MARTINS, Carolina Lino; LÓPEZ, Hipólito Marcelo Losada; ALMEIDA, Adiel Teixeira de; ALMEIDA, Jonatas Araújo; BORTOLUZZI, Mirian Batista de Oliveira. An MCDM project portfolio web-based DSS for sustainable strategic decision making in an

electricity company. **Industrial Management & Data Systems**, [S.L.], v. 117, n. 7, p. 1362-1375, 14 ago. 2017. Emerald. <http://dx.doi.org/10.1108/imds-09-2016-0412>.

MAYO, Roberto. **Mercados de eletricidade**. Rio de Janeiro: Synergia, 2010.

MUKHITOV, E. I.; KOLESNIKOV, A. V. An Intelligent Decision Support System for Naval Logistics. **Pattern Recognition and Image Analysis**, v. 33, n. 3, p. 446–451, 1 set. 2023.

NASERI, Nastaran; GHIASSI-FARROKHFAL, Yashar; KETTER, Wolfgang; COLLINS, John. Understanding and managing the participation of batteries in reserve electricity markets. **Decision Support Systems**, [S.L.], v. 165, p. 113895, fev. 2023. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.dss.2022.113895>.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. **O sistema em números**. Brasília: ONS, 2023. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>. Acesso em: 31 dez 2023 (a).

OATLEY, Clare J.; RAMSAY, B.; MCPHERSON, A.; EASTWOOD, R.; OZVEREN, C.s.. A decision support system for electricity distribution network refurbishment projects. **Electric Power Systems Research**, [S.L.], v. 40, n. 1, p. 27-35, jan. 1997. Elsevier BV. [http://dx.doi.org/10.1016/s0378-7796\(96\)01129-7](http://dx.doi.org/10.1016/s0378-7796(96)01129-7).

P. G. W. Keen and M. S. Scott-Morton, “**Decision Support Systems: An Organizational Perspective**”, Addison-Wesley, Reading, 1978.

PEDROSO, Weliton Henrique Alves de Sá; SANTOS, Matheus Raffael Ferreira; ALENCAR, Marcelo Hazin. IMPACTOS DA COVID-19 NO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL. **Anais do Encontro Nacional de Engenharia de Produção**, [S.L.], v. 0, n. 0, p. 0-0, 30 out. 2021. ENEGEP 2021 - Encontro Nacional de Engenharia de Produção. http://dx.doi.org/10.14488/enegep2021_tn_wpg_354_1821_42733.

PEDROSO, Weliton Henrique Alves de Sá; SANTOS, Matheus Raffael Ferreira; ALENCAR, Marcelo Hazin. PREVISÃO DE DEMANDA PARA CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE: UM ESTUDO DE CASO. **Anais do XXVIII Simpep**, Bauru, v. 0, n. 0, p. 0-0, nov. 2021.

PINTO, Tiago; SOUSA, Tiago M.; PRAÇA, Isabel; VALE, Zita; MORAIS, Hugo. Support Vector Machines for decision support in electricity markets? strategic bidding. **Neurocomputing**, [S.L.], v. 172, p. 438-445, jan. 2016. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.neucom.2015.03.102>.

Ramachandra TV, Krishna SV, Shruthi BV. **Decision Support System for Regional Domestic Energy Planning**. Journal of Scientific and Industrial Research 2005;64:163–74.

RAMACHANDRA, T. V.; KRISHNA, S. Vamsee; SHRUTHI, B. V.. Decision Support System to Assess Regional Biomass Energy Potential. **International Journal Of**

Green Energy, [S.L.], v. 1, n. 4, p. 407-428, jan. 2005. Informa UK Limited. <http://dx.doi.org/10.1081/ge-200038704>.

SHENDRYK, S. et al. **Decision support system for efficient energy management of MicroGrid with renewable energy sources**. 2021 11th IEEE International Conference on Intelligent Data Acquisition and Advanced Computing Systems: Technology and Applications (IDAACS). **Anais...IEEE**, 2021

Silva, Edna Lúcia da. **Metodologia da pesquisa e elaboração de dissertação**/Edna Lúcia da Silva, Estera Muszkat Menezes. – 4. ed. rev. atual. – Florianópolis: UFSC, 2005. 138p.

SILVA, Francisco; TEIXEIRA, Brígida; PINTO, Tiago; PRAÇA, Isabel; MARREIROS, Goreti; VALE, Zita. Decision Support System for the Negotiation of Bilateral Contracts in Electricity Markets. **Advances In Intelligent Systems And Computing**, [S.L.], v. 0, n. 0, p. 159-166, 2017. Springer International Publishing. http://dx.doi.org/10.1007/978-3-319-61118-1_20.

SUEYOSHI, Toshiyuki; TADIPARTHI, Gopalakrishna R.. An agent-based decision support system for wholesale electricity market. **Decision Support Systems**, [S.L.], v. 44, n. 2, p. 425-446, jan. 2008. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.dss.2007.05.007>.

TAKIGAWA, Fabricio Yutaka Kuwabata; SCUZZIATO, Murilo Reolon; TENFEN, Daniel; FERNANDES, Rubiapiara Cavalcante. A Mathematical Modeling for Contract Flexibility Optimization by Brazilian Free Consumers. **Ieee Latin America Transactions**, [S.L.], v. 18, n. 09, p. 1530-1537, set. 2020. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/tla.2020.9381794>.

TAVARES, L. Valadares; VIEIRA, Vitor; BÁRCIA, Paulo. A decision support system (DSS) for power generation. **European Journal Of Operational Research**, [S.L.], v. 25, n. 3, p. 373-394, jan. 1986. Elsevier BV. [http://dx.doi.org/10.1016/0377-2217\(86\)91000-3](http://dx.doi.org/10.1016/0377-2217(86)91000-3).

TONG, D. A.; TIAN, G. Intelligent financial decision support system based on big data. **Journal of intelligent systems**, v. 32, n. 1, 1 jan. 2023.

Using Gensys to model electricity generation expansion. Chan, F., Marinova, D. and Anderssen, R.S. (eds) MODSIM2011, 19th International Congress on Modelling and Simulation. **Anais...Modelling and Simulation Society of Australia and New Zealand (MSSANZ), Inc.**, 2011.

VAHIDOV, Rustam; KERSTEN, Gregory E.. Decision station: situating decision support systems. **Decision Support Systems**, [S.L.], v. 38, n. 2, p. 283-303, nov. 2004. Elsevier BV. [http://dx.doi.org/10.1016/s0167-9236\(03\)00099-x](http://dx.doi.org/10.1016/s0167-9236(03)00099-x).

ZAMAN, M. **A Model Based Decision Support System for Smart Cities**. 1 jun. 2023.

ZHANG, Yingzhao; LI, Handong; WANG, Xiao. Electricity market decision support system for power plants. **2017 9Th International Conference On Modelling, Identification And Control (Icmic)**, [S.L.], v. 0, n. 0, p. 0-0, jul. 2017. IEEE. <http://dx.doi.org/10.1109/icmic.2017.8321590>.

ZOU, Huiwen. Design and optimization of DSS for risk forewarn in Chinese emerging stock markets. **2008 Chinese Control And Decision Conference**, [S.L.], v. 0, n. 0, p. 0-0, 1 jul. 2008. IEEE. <http://dx.doi.org/10.1109/ccdc.2008.4598069>.