



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

CESAR DE MELO RANGEL MONTEIRO

**ANÁLISES DOS IMPACTOS DA ALTERAÇÃO DOS PARÂMETROS DE RISCO
DO CVaR NA GERAÇÃO DE ENCARGOS NA ENERGIA ELÉTRICA COM
ÊNFASE NO AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE**

Recife

2022

CESAR DE MELO RANGEL MONTEIRO

**ANÁLISES DOS IMPACTOS DA ALTERAÇÃO DOS PARÂMETROS DE RISCO
DO CVaR NA GERAÇÃO DE ENCARGOS NA ENERGIA ELÉTRICA COM
ÊNFASE NO AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado ao Curso de Graduação em
2022 da Universidade Federal de
Pernambuco, como requisito parcial para
obtenção do grau de Bacharel em
Engenharia Elétrica.

Orientador(a): Prof. Dr. Marcelo Cabral Cavalcanti

Recife
2022

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do programa de geração automática do SIB/UFPE

Monteiro, Cesar de Melo Rangel.

Análises dos impactos da alteração dos parâmetros de risco do CVaR na
geração de encargos na energia elétrica com ênfase no mercado livre / Cesar de
Melo Rangel Monteiro. - Recife, 2022.

50 p. : il., tab.

Orientador(a): Marcelo Cabral Cavalcanti

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade Federal de
Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, Engenharia Elétrica -
Bacharelado, 2022.

1. Encargos. 2. Consumidor. 3. CVaR. 4. Mercado Livre de Energia. 5.
Crise Hídrica . I. Cavalcanti, Marcelo Cabral. (Orientação). II. Título.

620 CDD (22.ed.)

CESAR DE MELO RANGEL MONTEIRO

**ANÁLISES DOS IMPACTOS DA ALTERAÇÃO DOS PARÂMETROS DE RISCO
DO CVaR NA GERAÇÃO DE ENCARGOS NA ENERGIA ELÉTRICA COM
ÊNFASE NO AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado ao Curso de Graduação em
2022 da Universidade Federal de
Pernambuco, como requisito parcial para
obtenção do grau de Bacharel em
Engenharia Elétrica.

Aprovado em: 26/10/2022.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Marcelo Cabral Cavalcanti (Orientador)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr. Guilherme Delgado Soriano
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Alex Ferreira Falcão Moreira
Universidade Federal de Pernambuco

AGRADECIMENTOS

Agradeço a UFPE pela oportunidade de cursar em uma universidade comprometida com o conhecimento, em especial ao corpo docente que sempre esteve empenhado em compartilhar o que tem de melhor, e capaz de transformar a realidade de alguém fazendo com que o aluno se torne um ser pensante. Eu gostaria de agradecer, também a todos os funcionários da faculdade que cumprem sua função proporcionando a plena experiência durante o período graduação.

Agradeço aos meus amigos, Caio, Weverton, Michael, Gabriel, Pollyanna, Leylanne, em especial aos meus amigos de curso Danilo, Eduardo, Mânlio e Mayra que contribuíram de inúmeras formas para que eu chegasse aqui. Agradeço especialmente ao meu orientador que tem participação direta nesse trabalho e consequentemente na minha formação, agradeço a paciência e dedicação. Agradeço aos que ao longo dessa jornada de formação estiveram comigo; apoiando, incentivando, ajudando, sendo os ombros que eu precisava para chegar a essa etapa de conclusão.

Eu gostaria de agradecer os meus familiares, minha sobrinha, e especialmente meus pais que sempre estiveram presentes me dando total suporte

Agradeço a quem de alguma forma me ajudou nessa missão de erudição que tem como objetivo e consequência a transformação de uma história. Vencemos!

RESUMO

O sistema elétrico brasileiro precisa diversos equipamentos para garantir o seu funcionamento adequado. Todos os custos relativos a qualquer investimento que tem a necessidade de ser feito para garantir que não haja interrupções no fornecimento de energia são pagos através de encargos para os consumidores. Esses encargos estão diretamente ligados a ordem de despacho das usinas, que dependem dos níveis dos reservatórios nas bacias. Em 2021, o Brasil enfrenta mais um período de crise hídrica, um dos maiores em 91 anos, com isso as geradoras termelétricas são convidadas a gerar a fim de preservar os níveis dos reservatórios por mais tempo, aumentando a segurança energética do sistema. Com a crise, a proposta de alteração dos parâmetros de risco do CVaR - visando melhorar a escolha da ordem de despacho dessas termelétricas e aumentar o nível dos reservatórios do Sistema Interligado Nacional - ganha força na busca pelo menor custo de operação e impacto tarifário para o perfil consumidor. É exposto o comportamento dos encargos de uma unidade hospitalar do Ambiente de Contratação livre onde tive a oportunidade de trabalhar.

Palavras-chave: Encargos; consumidor; CVaR; crise hídrica; parâmetros; mercado Livre.

ABSTRACT

The Brazilian electrical system needs several equipment to ensure its proper operation. All costs relating to any investment that needs to be made to ensure that there are no interruptions in the power supply are paid through charges to consumers. These charges are directly linked to the order of dispatch of the plants, which depend on the levels of the reservoirs of the plant. In the year of 2021, Brazil faces another period of water crisis, one of the largest in 91 years, and in order to preserve reservoir levels for longer thermoelectric generator are invited to generate, increasing the energy security of the system. The proposal to change the risk parameters of the CVaR - aiming to improve the choice of the order of dispatch of these thermoelectric plants and increase the level of sin reservoirs - gains strength in the search for the lowest cost of operation and tariff impact for the consumer profile. It is exposed the behavior of the charges of a hospital unit of the Free Contracting Environment where I had the opportunity to work.

Keywords: Charges; consumer; CVaR; water crisis; parameters; free market;

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Hierarquia dos agentes do setor elétrico brasileiro e seus segmentos de atuação	17
Figura 2 - Unidades consumidoras com potencial de migração ao mercado livre por segmento	22
Figura 3 - Representatividade do consumo atendido pelo SIN por ambiente de contratação	22
Figura 4 - Energia Comercializada no Mercado de Curto Prazo (MCP)	25
Figura 5 - Apuração da Posição Contratual Líquida por Submercado em um período de comercialização hipotético	25
Figura 6 - Desvios do VaR e CVaR.....	32
Figura 7 - ENA – Submercado Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO)	34
Figura 8 - ENA – Submercado Sul (S).....	34
Figura 9 - ENA – Submercado NORDESTE (NE)	35
Figura 10 - ENA – Submercado NORTE (N)	35
Figura 11 - Energia Armazenada no SIN no ano de 2021	36
Figura 12 - Histórico do PLD mensal nos Submercados em 2021	37
Figura 13 - Histórico do Encargo de Serviço de Sistema até agosto/2021.....	38

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - PLD mínimo, PLD máximo estrutural e PLD máximo horário	24
Tabela 2 - Resultado dos testes com os dados históricos.....	43
Tabela 3 - Resultado dos testes prospectivos para o caso (I) 60MLT_EARM20.....	44
Tabela 4 - Resultado dos testes prospectivos para o caso (I) 80MLT_EARM20.....	44
Tabela 5 - Resultado dos testes prospectivos para o caso (III) 60MLT_EARM11.....	45
Tabela 6 - Resultado dos testes prospectivos para o caso (IV) 120MLT_EARM11 ..	45
Tabela 7 - Aportes de garantias realizados por hospital durante o período janeiro 2021 a julho 2022.....	46

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CMSE	Comitê de Monitoramento do Sistema Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
DH	Deslocamento Hidráulico
EAR	Energia Armazenada
ENA	Energia Natural Afluente
FGV	Fundação Getúlio Vargas
MCP	Mercado de Curto Prazo
MME	Ministério de Minas e Energia
MLT	Média de Longo Termo
N	Norte
NE	Nordeste
ONS	Operador Nacional do Sistema
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
S	Sul
SE/CO	Sudeste/Centro-Oeste
SIN	Sistema Interligado Nacional
TCU	Tribunal de Contas da União

LISTA DE SÍMBOLOS

α	Alpha
λ	Lambdaá

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	OBJETIVOS	15
1.1.1	Geral	15
1.1.2	Específicos.....	15
2	O SETOR ELÉTRICO E OS AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO NO BRASIL	16
2.1	A ESTRUTURA INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO ...	17
2.1.1	Conselho Nacional de Política Energética	17
2.1.2	Ministério de Minas e Energia	18
2.1.3	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico	18
2.1.4	Agência Nacional de Energia Elétrica.....	18
2.1.5	Operador Nacional do Sistema Elétrico	18
2.1.6	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.....	19
2.2	AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADO (ACR)	19
2.3	AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE (ACL)	20
2.3.1	Preço de Liquidação das Diferenças	23
2.3.2	Mercado de Curto Prazo	24
2.3.3	Liquidação Financeira.....	26
2.4	OS ENCARGOS SETORIAIS DO SISTEMA ELÉTRICO	26
2.4.1	Serviços Ancilares.....	27
2.4.1.1	Compensação Síncrona	27
2.4.1.3	Reserva de Potência Operativa.....	27
2.4.1.4	Sistema Especial de Proteção.....	27
2.4.1.5	Custos Fixos Emergenciais (CFE).....	28
2.4.2	Restrição de Operação.....	28
2.4.2.1	Constrained-On	29
2.4.2.2	Constrained-Off	29

2.4.2.3	<i>Unit Commitment</i>	29
SUMÁRIO		
2.4.3	Deslocamento Hidráulico	29
2.4.4	Rateio dos Encargos	30
2.5	CONCEITOS	31
2.5.1	Energia Natural Afluyente (ENA)	31
2.5.2	A energia armazenada (EAR)	31
2.5.3	MLT- Média de Longo Termo	31
2.5.4	Fator de escala de geração (sigla GSF em inglês)	32
2.5.5	CVaR	32
3	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	33
3.1	ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS	39
3.2	CASOS AVALIADOS	40
3.2.1	Caso 1: CVaR(50, 35) – vigente	40
3.2.2	Caso 2: CVaR(25, 40)	40
3.2.3	Caso 3: CVaR(25, 45)	40
3.2.4	Caso 4: CVaR(25, 50)	41
3.2.5	Caso 5: Estudo de caso de um cliente do ACL referente aos encargos durante o período de crise hídrica	41
4	DESENVOLVIMENTO DO TRABALHO	42
5	CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE	47
	REFERÊNCIAS	48

1 INTRODUÇÃO

Encargos e tributos têm um peso bastante significativo nas tarifas e contas de energia elétrica dos consumidores. Mais de 40% do valor da conta de luz é feito de encargos e tributos pagos para garantir a segurança e o funcionamento do sistema. Segundo um estudo levantado pelo Instituto Acende Brasil (IAB) divulgado em 2020, 47,3% da receita bruta operacional das empresas do setor elétrico em 2019 foi destinada ao pagamento de impostos e contas de fundos setoriais. Em valores absolutos, a quantia soma R\$ 93,7 bilhões. O montante de encargos é de 10,8%. [1]

Em 2021 a crise energética assola o país com a iminência de uma escassez hídrica, sendo mais uma vez necessário recorrer ao despacho das usinas termelétricas, com isso a conta fica mais cara para o consumidor, que pagará através de encargos. A crise hídrica tem como consequência o aumento agressivo dos custos da energia elétrica no Brasil e tem bastante impacto na economia, pois tanto para residência quanto para centro de compras, escolas, hospitais e indústria, entre outras estabelecimentos, pagar mais caro aumenta a inflação.

O Sistema Interligado Nacional – SIN é um sistema hidro-termo-éolico de grande porte para produção e transmissão de energia elétrica que abrange a maior parte do país. As operações do SIN envolvem modelos complexos de simulações que estão sob controle e operação do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, que é fiscalizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. O SIN é constituído por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte. A interconexão dos sistemas elétricos, por meio da malha de transmissão, propicia a transferência de energia entre subsistemas, permite a obtenção de ganhos sinérgicos e explora a diversidade entre os regimes hidrológicos das bacias. A integração dos recursos de geração e transmissão permite o atendimento ao mercado com segurança e economicidade. [2]

No Brasil, a matriz energética é majoritariamente hidrelétrica e a grande maioria dos despachos de usinas são centralizados. Nessa modalidade, as unidades geradoras informam a quantidade de energia capaz de produzir e qual o preço para que o ONS determine as curvas de oferta e demanda, e seja encontrado um ponto de equilíbrio. Assim é feito o despacho de usinas cujas ofertas de preço são menores ou igual a esse ponto. Já no despacho descentralizado as usinas são despachadas com base em critérios técnicos e de segurança energética, geralmente em situações em que é necessário preservar níveis de reservatórios de hidrelétricas

ou para substituir usinas que podem não estar prontas para operar quando convocadas pelo ONS, entre outras circunstâncias.

Com a chegada desses períodos secos sempre abre espaço para discussões sobre medidas para conter a crise tendo o menor custo possível de operação. O Ministério de Minas e Energia (MME) adotou, desde setembro de 2021 o chamado racionamento voluntário, isto é, quem gerar economia de 10% até 31 de dezembro de 2021, receberá bônus de até R\$ 50,00 na conta de janeiro de 2022. Campanhas de conscientização sobre a economia de energia são adotadas a fim de diminuir os impactos da crise energética no Brasil.

Considerando as opções de minimizar os impactos causado pela crise, é proposta a alteração dos parâmetros de risco do CVaR, com o intuito de propiciar melhor resultado na representação hidrológica, importante variável para as decisões de despacho das usinas termelétricas, que possuem ligação direta com os encargos de serviços de sistema. Os impactos dessa segurança energética são a maior geração termelétrica, e consequentemente redução da produção hidrelétrica, visando preservar o nível dos reservatórios, aumentando a segurança operativa.

O mecanismo de aversão ao risco CvaR visa dar maior importância aos cenários hidrológicos mais críticos no cálculo da política de operação, minimizando o valor esperado do custo total de operação com um peso determinado ($1 - \lambda$) considera também uma parcela adicional referente ao custo dos cenários hidrológicos mais críticos, com um peso λ . O conjunto dos cenários hidrológicos mais críticos é identificado através do parâmetro α , relacionado ao nível de projeção e que indica o percentual do total dos cenários do período considerado.

1.1 Objetivos

1.1.1 Geral

O presente trabalho tem como objetivo analisar a possibilidade de mudanças no par de parâmetros de risco através de estudos, bem como mostrar os impactos que a alteração do CVaR possui com a geração de encargos para os consumidores. É esperado desenvolver uma análise com o objetivo de reduzir a geração fora da ordem de mérito de acordo com os cenários propostos e mostrar os impactos causados pelo despacho de usinas termelétricas fora da ordem de mérito.

1.1.2 Específicos

O trabalho aborda a transformação na estrutura do setor elétrico brasileiro, as mudanças propostas na forma de contratação de energia elétrica desde a criação de agências reguladoras e a diferença dos ambientes regulados e livre. Este trabalho também expõe uma série de encargos que são pagos por todos os consumidores e mostra a relação que o montante a ser pago tem com as condições hidrológicas.

O estudo também pretende mostrar os impactos na geração de encargos em decorrência da recalibração dos pares (α, λ) em cenários hidrológicos favoráveis e desfavoráveis. Espera-se mostrar que existem oportunidades de melhorar quanto a escolha de despacho por ordem de mérito, visando garantir o menor custo, maior confiabilidade e segurança do sistema elétrico brasileiro.

2 O SETOR ELÉTRICO E OS AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO NO BRASIL

O setor elétrico mundial, a partir da década de 1990, é marcado por um movimento global de reformas estruturais na sua forma de operação, sendo fortemente influenciado pelo Estado mínimo. Na busca por eficiência e autonomia econômica, essas reformas, que também ocorreram no Brasil, trouxeram como resultados a segmentação da geração, transmissão e comercialização de energia, isto é, passam a ser administrados e operados por agentes distintos.

No ano de 1995, foram criadas condições legais para que os geradores e distribuidores de energia elétrica pudessem disputar pelo suprimento dos grandes consumidores com sancionamento da Lei das Concessões nº 9.074 que estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos [2]. A ideia que prevalece é que a livre concorrência deve prevalecer sempre que possível, deixando o papel de regulação ao Estado quando necessário.

Nesse contexto, os segmentos de geração e comercialização de energia elétrica foram caracterizados como competitivos, devido à existência de muitos agentes. Por sua vez, os setores de transmissão e distribuição são caracterizados como monopólios naturais, pois a natureza da sua estrutura física torna economicamente inviável a disputa diversos agentes em uma mesma área de concessão. Nos dois segmentos acima, os modelos adotados são os de regulação de incentivos ou regulação de preços.

A reforma institucional do setor de energia elétrica brasileiro é marcada pela criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), por meio da Lei 9.427/1996, com objetivo de fiscalizar e regular a geração, transmissão e comercialização de energia elétrica conforme as políticas estabelecidas [3]. A agência é criada a fim de reduzir a presença empresarial do Estado na economia e estimular a competição em atividades que antes eram monopolizadas por empresas públicas.

2.1 A estrutura institucional do setor elétrico brasileiro

O Brasil possui uma extensão territorial muito grande, o que torna o seu sistema elétrico, que é majoritariamente interligado, robusto e complexo de operar. A Eletrobras é uma empresa brasileira dividida em geração, transmissão e distribuição de energia que foi criada no ano de 1962, inicialmente como uma Estatal para coordenar todas as empresas do setor elétrico. Em 2008, a Eletrobras foi autorizada a atuar no exterior, mas seu foco é a América do Sul.

Figura 1 - Hierarquia dos agentes do setor elétrico brasileiro e seus segmentos de atuação



Fonte: [4]

O Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) é uma empresa pública brasileira que tem como função oferecer empréstimos e financiamentos a longo prazo para estimular o desenvolvimento econômico do país. O BNDES foi fundado em 20 de junho de 1952, é vinculado ao Ministério da Economia e atua em todo território nacional. Muitos dos projetos de geração e transmissão necessitam de apoio do BNDES por conta do custo elevado.

2.1.1 Conselho Nacional de Política Energética

É o órgão que é responsável por dar assistência ao Presidente da República sobre assuntos relacionados à formulação de diretrizes energéticas e política nacionais. Instituído através da Lei nº 9.478/1997, o CNPE tem como objetivo assegurar que todas as áreas do país sejam contempladas pela energia e revisar a matriz energética a fim de que os recursos sejam devidamente aproveitados. O órgão é presidido pelo Ministério de Minas e Energia (MME).

2.1.2 Ministério de Minas e Energia

O Ministério de Minas e Energia (MME) foi criado por meio da Lei nº 3.782 e tem como principal objetivo formular e assegurar a execução de Políticas Públicas para gestão sustentável dos recursos energéticos e minerais, contribuindo para o desenvolvimento socioeconômico do País [4]. O ministério tem a Petrobrás e Eletrobrás como empresas vinculadas.

2.1.3 Agência Nacional de Energia Elétrica

A regulamentação da ANEEL é realizada por meio de portarias, notas técnicas, resoluções homologatórias e outros atos administrativos visando transformar em regras as diretrizes federais alinhadas com Ministério de Minas e Energia (MME) para o setor de energia elétrica. A agência normatiza os padrões de qualidade para o serviço, tanto de fornecimento e geração quanto de atendimento ao consumidor, assim como também, estabelece as tarifas e bandeiras que compõem as contas de energia dos brasileiros.

2.1.4 Operador Nacional do Sistema Elétrico

O Operador Nacional do Sistema (ONS) tem como missão institucional controlar e coordenar a operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional [5]. Instituído por meio da Lei nº 9.648, o ONS também atua no planejamento da operação dos sistemas isolados do país, sob fiscalização e regulação da ANEEL.

2.1.5 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

Criada através da Lei nº 10.848 no ano de 2004, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) foi posteriormente regulamentada por meio do decreto 5.177/2004. É uma entidade que não possui fins lucrativos e tem como uma das funções viabilizar as transações comerciais de eletricidade no Mercado Livre de Energia, no intuito de promover um ambiente eficiente na compra e venda de energia elétrica [6].

A CCEE apura as questões de fornecimento de energia, sua origem, compra e venda, débitos e créditos de todos os agentes envolvidos. A instituição é mantida por organizações que comercializam energia, tais com: Autoprodutores, comercializadoras, consumidores livres e especiais, concessionárias de serviço público, distribuidoras, empresas geradoras, exportadoras, importadoras e produtores independentes.

2.2 Ambiente de Contratação Regulado (ACR)

O Ambiente de Contratação Regulada (ACR), também conhecido como mercado cativo de energia, é o segmento do mercado no qual se realizam operações de compra e venda de energia elétrica entre geradores e agentes de distribuição, precedidas de licitações, ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos [7].

A energia elétrica deste ambiente também é gerada pelas usinas contratadas em leilões pela ANEEL e pelo MME, conectada ao Sistema Interligado Nacional (SIN) e adquirida pelas distribuidoras locais. O preço é determinado e reajustado anualmente pela ANEEL através das Resoluções Homologatórias, inclui os encargos de serviços de geração, compra, venda, distribuição e tributos. Além disso, o ACR é influenciado pelo sistema de bandeiras tarifárias.

Todo leilão que ocorre no ACR possui um teto pré-definido, e através deste valor as geradoras vendem energia para as distribuidoras, aquela que apresentar o melhor preço sai como vencedora da disputa. Existem duas modalidades de leilão: por disponibilidade e quantidade. Na modalidade disponibilidade, a geradora possui uma receita fixa e uma variável, é geralmente aplicado em usinas termelétricas, que costumam ser acionadas quando é necessário armazenar água nos reservatórios para a segurança energética do SIN ou quando há uma insuficiência na geração de energia, estas possuem um alto custo variável unitário (CVU). Já na modalidade quantidade, a geradora deve se comprometer à entrega de uma quantidade de energia, assumindo o risco hidrológico, ou seja, a falta de chuva.

O consumidor cativo irá pagar apenas a fatura da distribuidora local, isto é, apenas uma conta relativa às tarifas, incluindo as tarifas de uso do sistema (transmissão e distribuição), encargos inclusos, impostos e bandeiras tarifárias. No ambiente regulado, portanto, a formulação e reajuste das tarifas são regulados pelo governo, e possuem uma baixa variação quando comparado com outro ambiente de contratação de energia. Tais reajustes só ocorrem com a Resolução Homologatória publicada pela ANEEL.

2.3 Ambiente de Contratação Livre (ACL)

O Ambiente de Contratação Livre (ACL), também conhecido como Mercado Livre é o segmento no qual os consumidores podem negociar livremente as condições de compra e venda de energia elétrica através de contratos firmados diretamente com as comercializadoras. No Brasil, a Lei nº 9.074 autorizou consumidores com demanda maior que 10.000 kW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, a contratar seu fornecimento, no todo ou em parte, com produtor independente de energia elétrica [3], dando início, assim, ao mercado livre de energia no país.

O consumidor pode escolher o fornecedor de energia de acordo com suas necessidades: o preço que deseja pagar, a duração do contrato, eventuais sazonalidades e, finalmente, a flexibilidade. O mercado livre é bastante diversificado e competitivo entre geradores e comercializadoras, o que tem implicações para os

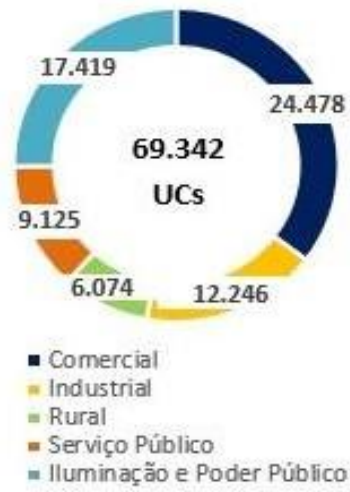
parceiros comerciais na redução de preços e aumento da eficiência. Com preços fixados em contratos, os consumidores passaram a ser mais previsíveis e não muito afetados por oscilações de preços, reajustes de mercado cativo e mudanças nas bandeiras tarifárias.

No mercado livre há dois tipos de consumidores: livre e especial. O consumidor livre, atualmente, deve possuir demanda contratada mínima de 1 MW e com essa classificação, pode adquirir tanto energia convencional quanto energia incentivada. E o consumidor especial possui demanda entre 500 kW e 1 MW e pode contratar apenas energia incentivada com desconto aplicado às Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição e Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUSD/TUST). Energia convencional é o tipo de energia produzida por usinas termelétricas e grandes hidrelétricas, já a energia incentivada é proveniente de recursos naturais que geram menor impacto ambiental, tais como: sol, vento e força das águas.

Para a CCEE, 70 mil unidades consumidoras de alta tensão poderiam contratar energia no mercado livre, de acordo com um estudo realizado no ano de 2021. São empresas de médio e grande porte, como centro de compras, indústrias, hospitais e hotéis, que, sozinhas ou em comunhão de cargas, alcançam uma demanda contratada igual ou acima de 500 kW.

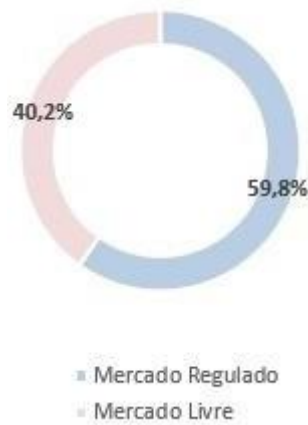
Além disso, estima-se que com a abertura do mercado livre para todos os consumidores do grupo A em 2024, a representatividade desse segmento no SIN passaria de cerca de 32% para 40,2%, como mostrado na Figura 3 [8]. A seguir são mostrados dois gráficos: um com a distribuição das unidades consumidoras por segmento e o outro mostrando o aumento do número de MW médios consumidos caso os consumidores potenciais se tornassem consumidores livres ou especiais.

Figura 2 - Unidades consumidoras com potencial de migração ao mercado livre por segmento



Fonte: [8]

Figura 3 - Representatividade do consumo atendido pelo SIN por ambiente de contratação



Fonte: [8]

2.3.1 Preço de Liquidação das Diferenças

O preço de Liquidação das Diferenças (PLD) é a diferença entre a energia contratada e gerada ou consumida e é utilizado para valorar os volumes de energia liquidados pela CCEE. O PLD tem como base o Custo Marginal de Operação - corresponde ao custo para se produzir o próximo MWh que o sistema necessita, sendo estabelecido para cada submercado, semana e período de comercialização -, calculado pelo ONS.

O cálculo é feito de forma a otimizar o custo de energia visando sempre a segurança do fornecimento. Esse preço é utilizado de base para as operações de compra e venda de toda energia não contratada a longo prazo entre os agentes do mercado livre de energia. Desde 2021 o preço de liquidação das diferenças passou a ter base horária, e é divulgado diariamente pela CCEE o valor do PLD do dia seguinte. É calculado computacionalmente em base ex-ante - considera informações previstas de disponibilidade e carga – baseado no Custo Marginal de Operação (CMO). Cada submercado possui seu valor de PLD e a definição deles é de responsabilidade do ONS e considera a divisão do grande sistema elétrico brasileiro nas seguintes regiões: Norte, Nordeste, Sul e Sudeste/Centro-Oeste.

Em dezembro de 2021, a Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel aprovou os valores limites do PLD para 2022. O valor piso ficou em R\$ 55,70/MWh (PLD mínimo) e o teto foi estabelecido em R\$ 646,58/MWh para o PLD máximo estrutural, que é o maior valor médio diário possível, e R\$ 1.326,50/MWh para o PLD máximo horário. Segue abaixo uma tabela mostrando o histórico desses limites desde o ano de 2017 a 2022.

Tabela 1 - PLD mínimo, PLD máximo estrutural e PLD máximo horário

	PDL mínimo (R\$ / MWh)	PDL máximo estrutural (R\$ / MWh)	PLD máximo horário (R\$ / MWh) [9]
2017	33,68	533,82	-
2018	40,16	505,18	-
2019	42,35	513,89	-
2020	39,68	559,75	1.148,36
2021	49,77	583,88	1.197,87
2022	55,70	646,58	1326,50

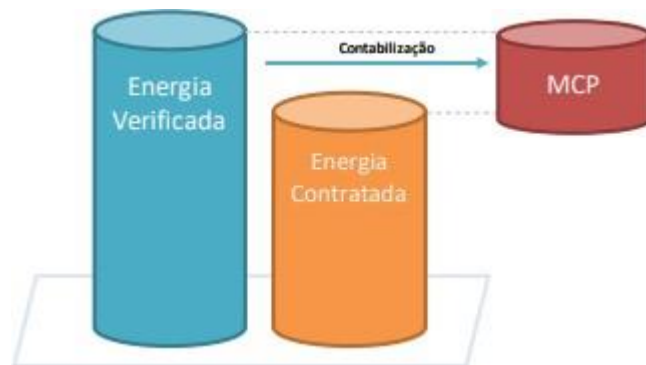
Fonte: [9]

2.3.2 Mercado de Curto Prazo

Conhecido também como mercado *spot*, é um momento que ao final de um determinado período de operações, em base mensal, a CCEE, no processo de contabilização, calcula qual a posição, devedora ou credora, de cada agente com relação ao Mercado de Curto Prazo - MCP. Após o processamento da liquidação financeira, a CCEE viabiliza os pagamentos e os recebimentos, respectivamente, dos débitos e créditos apurados no processo de contabilização, relativos às operações de compra e venda de energia elétrica realizadas por seus agentes no MCP [6].

A CCEE contabiliza as diferenças entre o que foi produzido ou consumido e o que foi contratado, considerando os contratos e os dados de medição registrados. Com base nessas duas informações – volume contratado e volumes medidos – ocorre o cálculo da contabilização e são computadas as quantidades negociadas no MCP. A diferença apurada entre a energia verificada e energia contratada corresponde ao mercado de curto prazo, conforme é mostrado na figura abaixo.

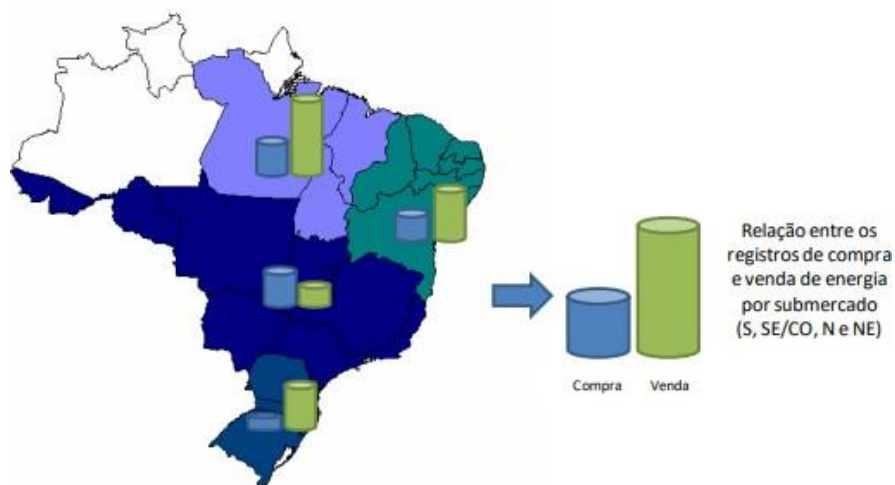
Figura 4 - Energia Comercializada no Mercado de Curto Prazo (MCP)



Fonte: [9]

O balanço energético é realizado para cada submercado do sistema. Os contratos firmados entre agentes da CCEE devem compor o balanço dos submercados em que tais contratos foram registrados, tanto de venda quanto de compra, para representar corretamente as posições líquidas dos agentes em cada uma destas regiões do Sistema Interligado Nacional [6]. A figura 5 mostra uma apuração hipotética dos contratos de compra e venda por submercado.

Figura 5 - Apuração da Posição Contratual Líquida por Submercado em um período de comercialização hipotético



Fonte: [9]

2.3.3 Liquidação Financeira

A liquidação financeira tem como objetivo garantir a equalização horária e por submercado entre geração e consumo de energia, e o contrato de energia registrado, podendo ser compra ou venda. Essa diferença entre os recursos e requisitos do agente é liquidada e valorada ao PLD. É nesse período, também, que é realizada a cobrança relacionadas à segurança energética do SIN, os Encargos de Serviços de Sistema (ESS).

Em caso de eventual inadimplência de algum agente devedor, as garantias são executadas para cumprir os pagamentos de suas obrigações, e posteriormente é feito o rateio desse montante entre os demais agentes do mercado baseado no consumo contabilizado pela CCEE. As garantias são aportadas antes da contabilização a fim de proporcionar segurança às operações de compra e venda de energia elétrica registradas na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

2.4 Os Encargos Setoriais do Sistema Elétrico

Os Encargos Setoriais do Sistema (ESS) são utilizados para remuneração dos agentes que colaboram com a segurança e confiabilidade do sistema elétrico. Os encargos e tributos não são de criação da ANEEL e, sim, instituído por meio de leis. Alguns incidem sobre o custo da distribuição, enquanto outros estão embutidos nos custos de geração e transmissão [4].

Para que a operação do sistema elétrico ocorra de maneira segura e eficiente é necessário operar equipamentos que possuem custos de aquisição e manutenção pagos através de encargos cobrados aos consumidores. Em uma situação sem crise hídrica os custos de ESS são na ordem de dezenas de milhões de Reais, já na situação de crise os custos podem chegar à casa dos bilhões. Um exemplo disso é a crise energética de 2021, na qual foram despachadas, fora da ordem de mérito, usinas geradoras de energia proveniente de fontes térmica. Os custos relacionados as térmicas são cobrados através de encargos de segurança de sistema, elevando os valores a ser aportados.

2.4.1 Serviços Ancilares

2.4.1.1 Compensação Síncrona

Geradores cadastrados no ONS para este serviço irá gerar ou consumir energia reativa do sistema. Energia reativa proveniente de lâmpadas fluorescentes, televisores, ar-condicionado, motores que consomem energia do SIN.

2.4.1.2 Controle Automático de Geração

Quando há alteração na carga, o sistema de CAG detecta a alteração e o ONS ajusta os parâmetros das usinas, que por sua vez são localizadas em locais estratégicos para operação do sistema.

2.4.1.3 Reserva de Potência Operativa

Existe para compensar desequilíbrios provocados entre carga e geração na operação do SIN. Para isso, o ONS utiliza uma parcela da geração para realizar controle de frequência. As hidrelétricas são as principais usinas prestadoras desse serviço. No entanto, com a entrada e o aumento de fontes intermitentes tornou-se necessário aumentar a parcela de geração alocada para Reserva de Potência Operativa. Assim, de acordo com a REN 822/18, o ONS pode realizar um despacho complementar de unidades geradoras termelétricas, com vistas a preservar a reserva de potência para operação do SIN [13]

2.4.1.4 Sistema Especial de Proteção

Empreendimentos que estão localizados onde os estudos do ONS apontam a necessidade de esquemas especiais para proteção da rede.

- Controle de Emergências: Aumentam a confiabilidade do SIN.

- Controle de Segurança: Permite melhorar a segurança do sistema, evitando a propagação de desligamentos em cascata quanto de distúrbios de grande porte. Ambos possuem instalação, operação e manutenção ressarcidas através de Encargos.

2.4.1.5 Custos Fixos Emergenciais (CFE): Algumas usinas são chamadas a gerar em caráter emergencial, para manter o atendimento do sistema de forma segura e para que não exista o corte da carga. As usinas precisam de maquinário, terreno, materiais para ampliar a geração e atender à solicitação. São remunerados através de encargos ancilares. Algumas usinas são ressarcidas por investimentos para que tenha condições de atender ao serviço ancilar ao qual foi convidada a prestar.

2.4.2 Restrição de Operação

O ONS despacha a geração de forma centralizada e programada na semana anterior a operação efetiva do gerador. As usinas são despachadas por ordem de mérito, isto é, as usinas com menor custo são normalmente convidadas a gerar até que a carga seja plenamente atendida ao menor custo possível. As usinas mais caras ocupam a última posição e apenas são convidadas a gerar caso alguma mais barata venha ter alguma restrição elétrica de operação detectada pelo operador. Assim, ocorre um novo comando de despacho para uma outra usina gerar no lugar que não pode por restrições de operação. A nova usina que está na ordem de mérito possui um custo mais elevado. Pode, também, haver situações nas quais alguma usina tenha que gerar mesmo fora da ordem de mérito por conta de alguma outra restrição. Os encargos de restrição de operação são mostrados a seguir.

2.4.2.1 Constrained-On

Para usina que gerou no lugar da usina que estava na previsão de despacho, e atendeu a carga, portanto deve ser remunerada por isso. Essa usina possui um custo mais elevado para gerar.

2.4.2.2 Constrained-Off

Para usina que deixou de gerar por restrição elétrica e deve ser remunerada pelo custo de oportunidade perdida

2.4.2.3 Unit Commitment

Destinado à usina termelétrica despachada fora da ordem de mérito, para cobrir o custo de geração não coberto pelo PLD, a fim de atender as restrições técnicas de operação dos critérios de tomada e descida de carga, e tempo mínimo de acionamento.

2.4.3 Deslocamento Hidráulico (DH)

O deslocamento hidráulico pode ser subdividido em duas modalidades: por razões elétrica e energética. A fim de ressarcir as usinas hidrelétricas pela redução de sua geração devido ao acionamento de térmicas fora da ordem de mérito de custo e à importação de energia elétrica, a Lei 13.360/2016 determinou a instituição de um novo encargo setorial, denominado Encargo por Deslocamento Hidráulico.

- Elétrico: Geração Termelétrica por restrições elétricas
- *Energético*: Geração Termelétrica por segurança energética somado a importação sem garantia física.

2.4.4 Rateio dos Encargos

Os Encargos de serviços do sistema (ESS) são consolidados e posteriormente passam pelo alívio e terão um valor abatido de acordo com o recurso disponível. Encargos rateados pelo perfil consumo: Distribuidoras, Consumidores Livres e Especiais, de forma proporcional ao consumo de mês em contabilização. Portanto, agentes com consumo maior terão sua parcela de encargos proporcionalmente maior. Alguns encargos são passíveis de alívio. Os encargos de Serviços Ancilares, Restrição de Operação e Deslocamento Hidráulico por razões elétricas terão direito ao abatimento desses encargos a serem pagos pelo mercado. A consolidação dos Encargos é dada por:

$$\text{Serviços Ancilares} + \text{Restrição de Operação} + \text{DH Elétrico} = \textbf{ESS} \quad (2.1)$$

A consolidação energética é dada por:

$$\text{Segurança energética} + \text{DH Energético (Encargos razão energética)} \quad (2.2)$$

Os encargos por razão energética não são passíveis de alívio, o seu valor é diretamente rateado entre os agentes. O montante para alívio, quando aplicável, no caso do ESS, é formado por: penalidade de medição, penalidade de falta de combustível, multa por não aporte de garantias financeiras, multa inadimplência MCP, saldo remanescente do alívio de exposições do mês vigente, sobra após aplicação de alívio retroativo.

O pagamento dos encargos é realizado por parte do perfil consumo e os recebíveis pela distribuidora. Incumbe o ONS o envio dos seguintes dados de ESS para a CCEE: Restrição de operação, DH Elétrico, Compensação Síncrona, Reserva de Potência Operativa e segurança energética. A ANEEL envia todos os outros serviços ancilares, para que a CCEE possa calcular o valor a ser pago por cada

agente. O valor total é obtido somado todos os valores de encargos por submercado para saber o montante total de ESS.

2.5 Conceitos

2.5.1 *Energia Natural Afluyente (ENA)*

É a quantidade de água que chega a um reservatório de uma usina hidrelétrica e pode ser transformada em energia elétrica. Essa grandeza é capaz de determinar a capacidade de geração da usina a cada tempo. Em caso de ENA baixo, diversas vezes, tem-se a necessidade de reduzir a geração na usina hidrelétrica e despachar usina termoeletrica para atender os perfis consumidor.

2.5.2 *A energia armazenada (EAR)*

É a energia potencialmente disponível nos reservatórios das hidrelétricas que possuem capacidade para esse armazenamento, no qual é considerado no cálculo o volume desse reservatório e a capacidade de geração da usina.

2.5.3 *MLT- Média de Longo Termo*

É o percentual ou média de ENA calculada com base na quantidade de precipitação que alimenta a vazão dos rios, abastecendo as usinas dessa localidade. O uso dessa média histórica garante uma boa estimativa e planejamento na gestão de geração de energia elétrica.

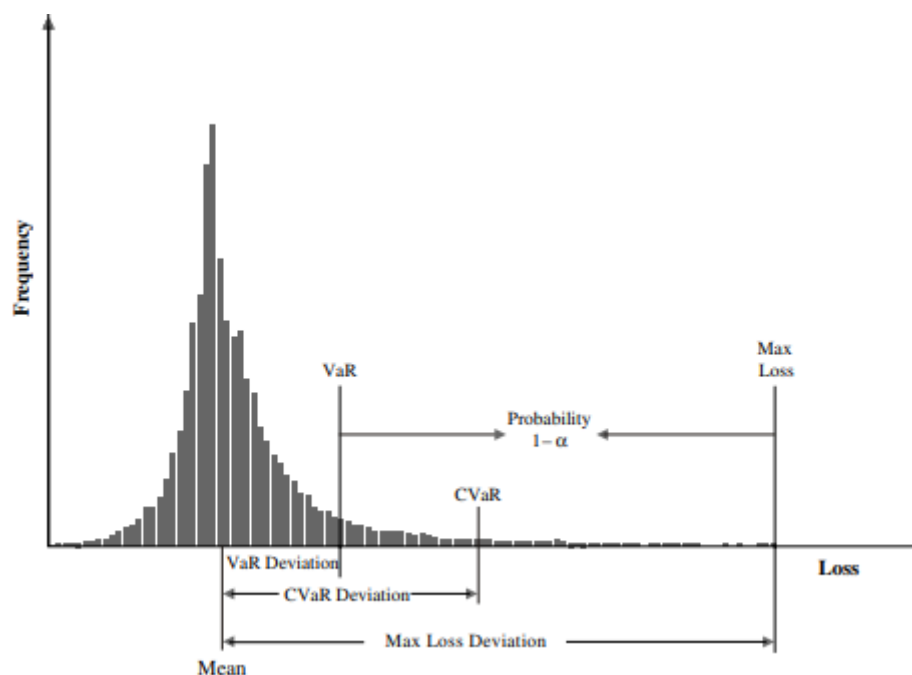
2.5.4 Fator de escala de geração (sigla GSF em inglês)

É uma medida de risco hidrológico que determina o quanto cada usina vai receber de energia pra vender, esse é fator de ajuste de garantia física das usinas hidrelétricas que compõem o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Cada usina participante do MRE possui um montante de garantia física aprovado pelo MME, estes montantes são pagos, no mercado livre, através do aporte de garantias.

2.5.5 CVaR

Entende-se como a perda média na ocorrida curva de distribuição de probabilidade nos $\alpha\%$ piores cenários, o que representa o intervalo que excede o VaR, entre CVaR e o limite (perda máxima) da cauda da curva exibida imagem abaixo. O CVaR consegue informar quão grande é, na média, a perda (risco) a que está sujeito determinada distribuição.

Figura 6 - Desvios do VaR e CVaR



Fonte: [10]

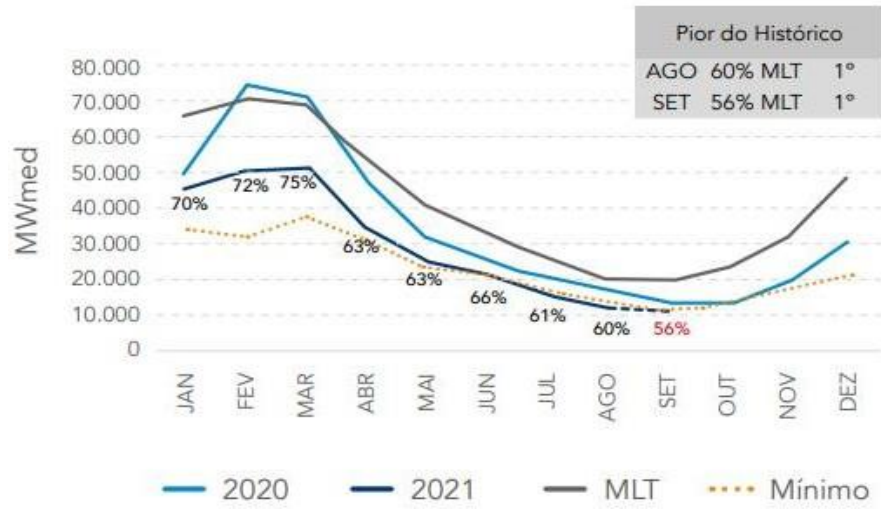
3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Com a chegada do período de estiagem na maior parte do país no ano de 2021, os reservatórios de água das principais hidrelétricas estão com reservatórios em níveis muito baixos, o que torna a produção energética mais difícil e cara. Segundo o Ministério de Minas e Energia (MME), a falta de chuva no Brasil para a geração de energia foi a pior em 91 anos.

As projeções das MLT para setembro de 2021 indicam que a situação de declínio das afluições nos submercados se mantém, exceto no S, mostrado na Figura 8. É possível destacar os piores resultados, na Figura 7 e Figura 9, respectivamente, para os submercados SE/CO e NE, o primeiro e o quarto pior da série histórica para o mês. Como consequência, a geração das usinas hidrelétricas foi desacelerada e o despacho de usinas termelétricas foi intensificado para garantir a segurança energética do País. Tudo isso tem pressionado os custos relacionados ao risco hidrológico (GSF, sigla em inglês para Generation Scaling Factor), o preço de energia no Mercado de Curto Prazo (PLD), e consequentemente os encargos, o que culminou na criação da bandeira tarifária de escassez hídrica a partir de setembro de 2021.

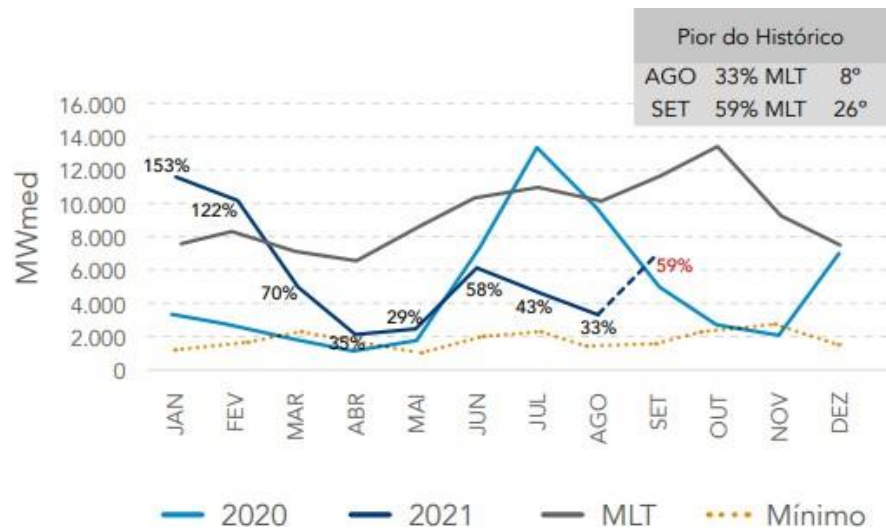
O cenário hidrológico no Brasil em 2021 atinge uma situação cada vez mais crítica. Em agosto do mesmo ano, as afluições nos submercados permanecem abaixo da média histórica, o que indica uma piora em relação a julho. Na figura 6 exibida a seguir, é possível observar que o Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO) permaneceu em um cenário bastante desfavorável, abaixo da curva de Energia Natural Afluente (ENA) mínima – linha tracejada -, contemplando o 1º pior resultado de afluição para a série histórica nesse mês, com 60%MLT. Nos outros submercados, em função desse cenário hidrológico adverso, também são observadas baixas afluições nos N, S e NE, respectivamente correspondendo ao 14º, 8º e ao 4º, pior da série histórica do período [5].

Figura 7 - ENA – Submercado Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO)



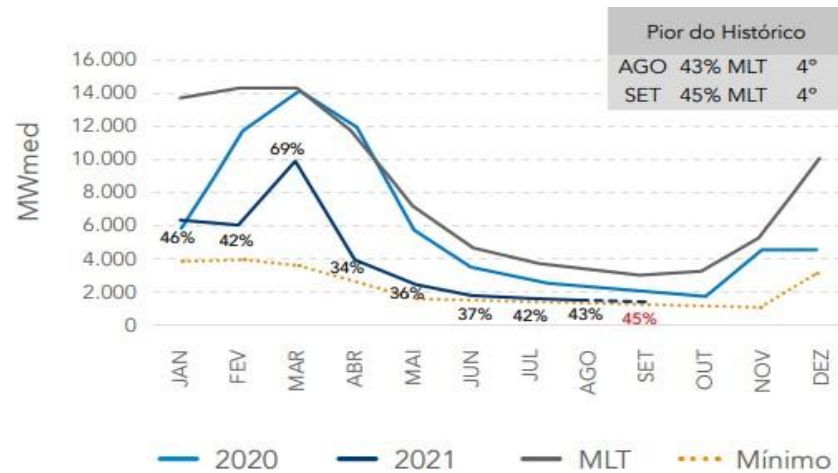
Fonte: [11]

Figura 8 - ENA – Submercado Sul (S).



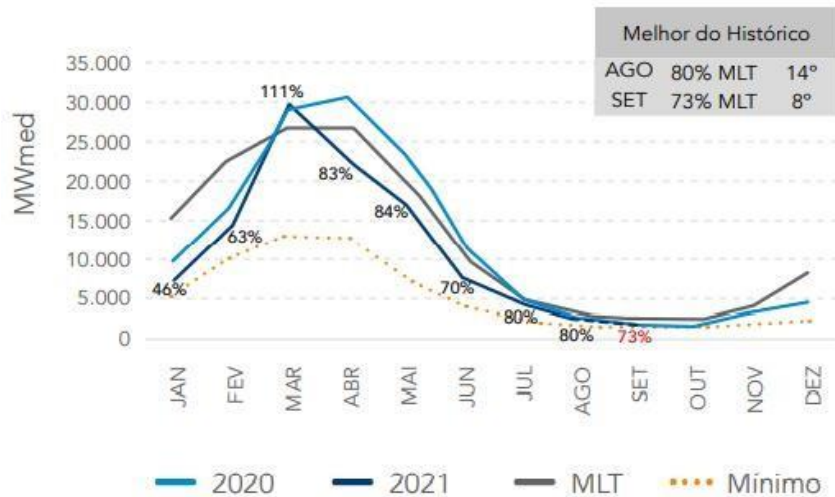
Fonte: [11]

Figura 9 - ENA – Submercado NORDESTE (NE)



Fonte: [11]

Figura 10 - ENA – Submercado NORTE (N)



Fonte: [11]

Nesse período seco, o SIN atingiu 30% da energia armazenada máxima, o menor percentual observado nos últimos 10 anos. O fato se deve às afluências abaixo da média histórica verificadas nas bacias. Os submercados chegaram ao final do mês com armazenamento próximo de 22% (SE/CO), 30% (S), 50% (NE) e 72% (N). Em setembro/2021, a projeção mostra uma redução ainda mais expressiva da EAR atingindo 23%, como exposto na Figura 11 a seguir. O nível de armazenamento nos

reservatórios indica previsão de declínio no valor de 15% (SE/CO), 24% (S), 39% (NE) e 63% (N).

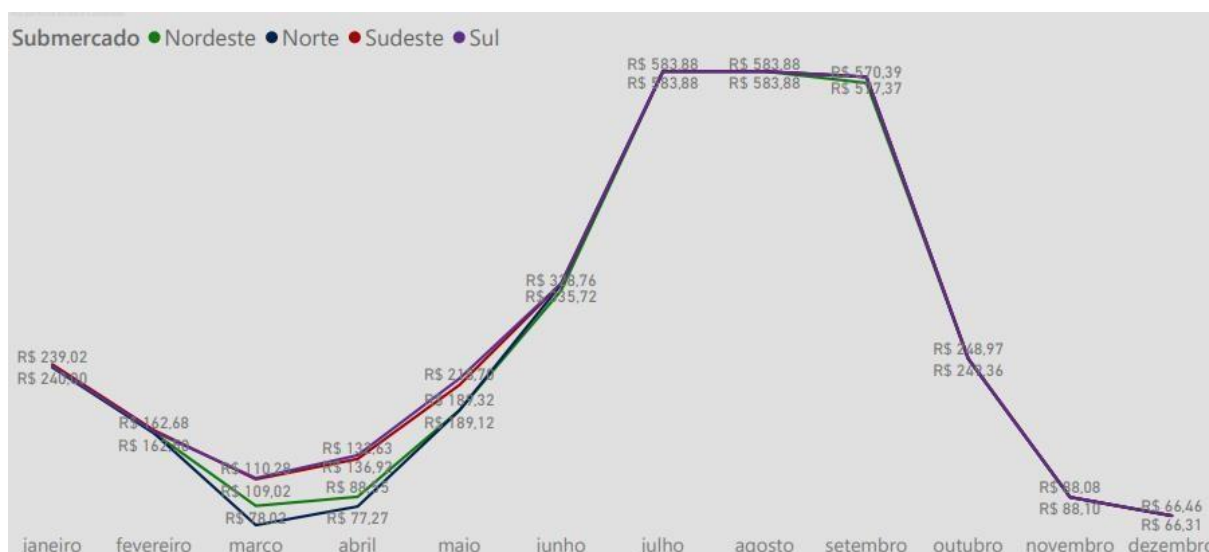
Figura 11 - Energia Armazenada no SIN no ano de 2021



Fonte: [11]

Nesse período de crise hídrica, do contrário das ENAs e EARS, o Preço de Liquidação das Diferenças mensal em agosto de 2021 atingiu o seu valor máximo de aproximadamente R\$ 584,00 /MWh, exibido na Figura 12. O fator responsável pela permanência desse elevado valor é a baixa afluência nas principais bacias hidrográficas dos subsistemas. O PLD verificado para a 1ª semana operativa de setembro/2021 – período compreendido entre 28/08 e 03/09 – se manteve no valor teto da época para todos os submercados, e era esperado que o valor continuasse nesse patamar até o final do mês subsequente.

Figura 12 - Histórico do PLD mensal nos Submercados em 2021

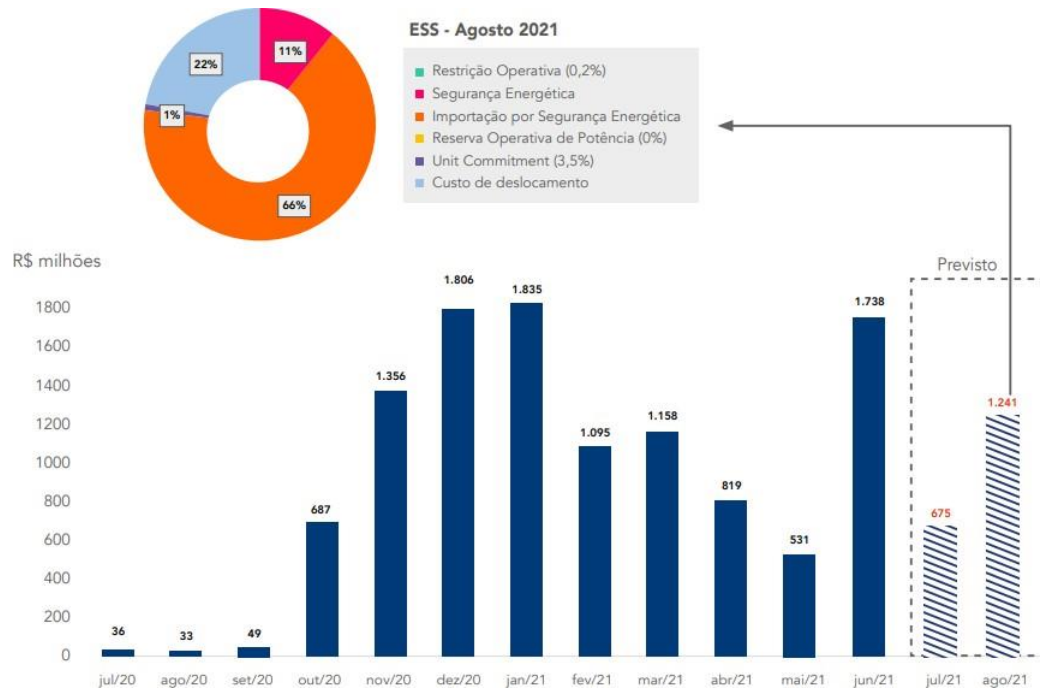


Fonte: Próprio Autor (2022)

Em virtude de a crise hídrica se estender, o foi alertado ao CMSE quanto à possibilidade de o Tribunal de Contas da União (TCU) vir a determinar que o MME elabore um plano de contingência estratégico para enfrentamento da crise hidroenergética em 2022, que estabeleça, de forma detalhada e preventiva, as medidas adotadas por parâmetros ou critérios técnicos pré determinados, estimativa dos impactos financeiros e sem prejuízo múltiplos da água, especialmente considerando diferentes cenários quanto ao risco de déficit energético e de potência, a fim de garantir a continuidade e segurança do suprimento eletroenergético com maior previsibilidade, transparência e planejamento.

Em agosto de 2021, o recebimento do valor estimado de encargos totalizou R\$1.241 milhões, esse montante é 84% superior ao valor de encargos do mês anterior. Uma das justificativa para isso são os gastos de importação por segurança energética, componente com maior parcela dos encargos (66%), mostrando um aumento significativo de 365% em relação ao de julho de 2021. Somado a isso, os gastos com deslocamento aumentaram em 178%, com o maior valor registrado no ano, totalizando R\$269 milhões, mostrado na Figura 13.

Figura 13 - Histórico do Encargo de Serviço de Sistema até agosto/2021



Fonte: [12]

Na prática, *déficits* de energia causam um transtorno grande para a sociedade, pois eleva o custo de operação do sistema despachando usinas fora da ordem de mérito. Diante disso, é importante avaliar os modelos aplicados ao problema do planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos em situações de risco, uma vez que eles buscam por políticas que minimizam o valor esperado do custo de operação.

No ano de 2020, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) deliberou que a Comissão Permanente para Análise de Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP) avaliasse mecanismos visando elevação estrutural dos níveis de armazenamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas, sobretudo aos finais dos períodos secos, bem como que propusesse transição capaz de minimizar os impactos na tarifa do consumidor de energia elétrica [13].

Diante desses cenários de risco, o Grupo de Trabalho de Metodologia da CPAMP tem a aprovação do CMSE para o aperfeiçoamento do modelo de geração de cenários de aflúências atualmente empregado, visando preservar a condição hidrológica mais recente por um maior período, para avaliação de despacho térmico

fora da ordem de mérito. Com o aperfeiçoamento do modelo, espera-se trazer melhorias importantes para a representação da hidrologia recente na geração de cenários de vazões e de ENAs. O modelo proposto tende a gerar cenários continuamente mais extremos (positivos e negativos) ao longo do horizonte estudado. Portanto, traz benefícios tanto em casos com tendência hidrológica, quanto casos sem tendência hidrológica, como o de garantia física.

A medida de risco utilizada no setor elétrico para os estudos desses horizontes é chamada *Conditional Value at Risk* (CVaR), ou valor em risco condicional, também conhecido como déficit esperado. É uma medida de avaliação de risco, obtido pela perda média ponderada extremas na cauda de distribuições dos retornos possíveis, além do ponto de corte do valor em risco (VaR). Este valor, por sua vez, é utilizado na otimização do portfólio para um gerenciamento de risco eficaz. As propriedades matemáticas como coerência e convexidade fazem do CVaR uma medida de risco atraente para as aplicações em problemas de energia, especialmente no contexto do planejamento da operação dos sistemas hidrotérmicos.

O CVaR é uma medida que indica a perda média que excede o VaR, ou seja, quantifica quão grande é, na média, a perda (risco) a que se está sujeito em um determinado portfólio, fornecendo dessa forma informações sobre a cauda da curva de distribuição de probabilidade [10]. O CVaR responde à questão "Qual a perda média incorrida pela carteira nos $\alpha\%$ e $\lambda\%$ na detecção das perdas máximas aceitáveis".

3.1 Softwares Utilizados

Os estudos retrospectivos encadeados com modelos DECOMP e NEWAVE são realizados pela Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico - CPAMP. O modelo NEWAVE estima o custo futuro da energia e traduz para o DECOMP o impacto da utilização da água armazenada nos reservatórios. O armazenamento inicial, a tendência hidrológica e o cronograma de expansão das usinas, entre outras são variáveis que influenciam obtenção dos dados pelo NEWAVE.

O modelo DECOMP é utilizado para determinar o despacho de geração que minimiza o custo de operação ao longo do período de planejamento estudado. Um

dos resultados obtidos a partir desse modelo é o Custo Marginal de Operação (CMO), que possui um limite piso e teto e dá origem ao PLD. Dentre as variáveis que influenciam o DECOMP, destacam-se o armazenamento inicial e a ENA média para acoplamento com o modelo NEWAVE.

3.2 Casos avaliados

São avaliados 4 cenários para diferentes cenários, sendo eles: (I) 60% da MLT com energia armazenada equivalente a dezembro de 2011 (60MLT_EARM1); (II) 60% da MLT iniciando com EAR semelhante a dezembro de 2020 (60MLT_EARM20); (III) 80% da MLT iniciando com EAR equivalente a dezembro de 2020 (80MLT_EARM20); e (IV) 120% da MLT iniciando com energia armazenada semelhante a dezembro de 2011 (120MLT_EARM11). Os estudos retrospectivos dos cenários citados são feitos considerando diferentes pares $CVaR(\alpha, \lambda)$, com os modelos Newave e Decomp.

3.2.1 Caso 1: $CVaR(50, 35)$ – vigente

Neste caso, é avaliada a família $\alpha = 50$, que representa a 50% dos cenários mais críticos da ENA, com o peso do $\lambda=35$.

3.2.2 Caso 2: $CVaR(25, 40)$

Neste caso, é avaliada a família $\alpha = 25$, que representa a 25% dos cenários mais críticos da ENA, limitando-se a região caudal da curva de distribuição de probabilidade, que é o objetivo do estudo estudar essa área crítica. O valor do λ nesse caso é $\lambda=40$.

3.2.3 Caso 3: $CVaR(25, 45)$

Neste estudo, é avaliada a família $\alpha = 25$ e $\lambda=45$.

3.2.4 Caso 4: CVaR(25, 50)

Neste caso, é avaliada a família $\alpha = 25$ e $\lambda=50$.

3.2.5 Caso 5: Estudo de caso de um cliente do ACL referente aos encargos durante o período de crise hídrica

Um hospital de Pernambuco cuja identidade não será informada, disponibilizou os seus respectivos valores do aporte das garantias financeiras que regem o mercado de curto prazo. Será feita uma análise desses valores frente a situação hidrológica no país enfrentava de janeiro 2021 a julho 2022 para discutir quais seriam os impactos, se positivos ou negativos, para o cliente e o Sistema Interligado Nacional (SIN) da alteração dos parâmetros de risco do CVaR.

4 DESENVOLVIMENTO DO TRABALHO

Inicialmente é definido o critério de parada, e é realizado um estudo relativo ao aumento da aversão ao risco dos modelos propostos, por meio da avaliação da reparametrização dos pares do CVaR. É possível obter pares (α, λ) equivalentes em diferentes famílias de α , calibrando apenas o parâmetro λ . Portanto, é aceitável avaliar os casos em que $\alpha = 25$, o que representa 25% dos cenários críticos da Energia Natural Afluente (ENA), com o limite da cauda da curva de distribuição de probabilidade, visto em capítulos anteriores.

Neste sentido, foram analisados os resultados obtidos dos estudos retrospectivos encadeados com modelos NEWAVE e DECOMP considerando os seguintes pares: CVaR(50,35), CVaR(25,40), CVaR(25,45), CVaR(25,50). Vale ressaltar que com a finalidade de comparar os pares potenciais a serem indicados para a recalibração dos parâmetros, foi executado e utilizado o caso vigente CVaR(50,35), no qual tem as configurações atuais até o uso no presente momento. São feitos testes considerando dados históricos para comparar com os testes prospectivos, pois nesses horizontes de estudo os comportamentos tendem a se repetir com os já registrados historicamente e a análise é feita sobre os casos e condições semelhantes aos expostos no trabalho.

Somado a isso, foram avaliados os impactos tarifários para os consumidores, exibindo tabelas a fim de corroborar quais os pares de parâmetros potenciais para reduzir o custo com a geração fora da ordem de mérito, visando a segurança do suprimento do SIN. Por fim, há uma tabela de encargos pagos por um consumidor especial no ambiente de contratação livre desde janeiro/2021 a agosto/2022, que mostra a relação dos altos valores de aporte com o risco de crise hídrica.

Na tabela 2, os testes realizados com dados históricos compreendidos entre dezembro 2015 a dezembro 2021 mostram que os custos da geração térmica, em todos os pares analisados, são inferiores ao contabilizado para o mesmo período. Nesse período, o custo totalizou R\$136 bilhões, isto é, maior que todos os casos simulados para esse período. No caso o CMO e PLD, há uma elevação nos seus valores ao aumentar a aversão ao risco, comparando com os pares vigentes (50,35). Em relação a garantia física das usinas e os encargos, é possível inferir da tabela que

o impacto tarifário pode ser menor do que vigente, no caso CVaR(25,40), com o valor de -0,59% inferior a referência. Isso corrobora a ideia de que existe par de parâmetros, diferentes do vigente, que pode reduzir a geração fora da ordem de mérito das usinas termelétricas, visto que conseguem atender a meta de despacho.

Tabela 2 - Resultado dos testes com os dados históricos

	Realizado	Avaliação com os modelos			
		[50,35]	[25,40]	[25,45]	[25,50]
Custo da Geração Térmica (R\$ bi)	136,2	94,4	110,3	116,3	125,5
CMO médio do Sudeste no período do estudo (R\$/MWh)	278,4	498,9	462,5	495,9	566,7
PLD médio do Sudeste no período do estudo (R\$/MWh)	230,4	299,0	342,5	345,9	349,3
GSF (%)	80,4%	81,2	79,6%	79,2%	78,8%
Impacto do pagamento no MCP (R\$ bi)	-138,8	-214,4	-268,8	-278,9	-293,6
Redução de Garantia Física (%)		-0,5%	-3,7%	-3,8%	-3,9%
Impacto Tarifário (%)		Ref	-0,59%	-0,23%	0,18%

Fonte: [13]

Os testes prospectivos são realizados para o período de dezembro de 2021 a dezembro de 2022. Nos casos (I) 60MLT_EARM20, (II) 80MLT_EARM20 e (III) 60MLT_EARM11 observa-se uma elevação no CMO e PLD em os casos quando comparados com o vigente, isso ocorre por conta da elevação do nível de armazenamento das hidrelétricas, e consequentemente do maior despacho das usinas termelétricas.

Para o caso (I), mesmo com a condição hidrológica um pouco depreciativa, é possível observar na Tabela 3 que o par CVaR(25,40) apresenta menor impacto tarifário percentual. Na Tabela 4, caso (II) o impacto tarifário do par (25,40) é menor do que os outros. Entretanto, em ambos os casos o CMO dos demais são maiores do que o vigente, isso se dá pela redução no bloco hidráulico e o aumento da geração térmica à medida que se aumenta a aversão ao risco.

Tabela 3 - Resultado dos testes prospectivos para o caso (I) 60MLT_EARM20

Prospectivo (60MLT_EARM20)	Avaliação com os modelos			
	[50,35]	[25,40]	[25,45]	[25,50]
Custo da Geração Térmica (R\$ bi)	48,3	56,3	59,3	60,1
CMO médio do Sudeste no período do estudo (R\$/MWh)	1.139,9	1.413,7	1.591,2	1.875,8
PLD médio do Sudeste no período do estudo (R\$/MWh)	641,8	641,8	641,8	641,8
Impacto Tarifário (%)	Ref	0,91%	1,07%	1,05%

Fonte: [13]

Tabela 4 - Resultado dos testes prospectivos para o caso (II) 80MLT_EARM20

Prospectivo (80MLT_EARM20)	Avaliação com os modelos			
	[50,35]	[25,40]	[25,45]	[25,50]
Custo da Geração Térmica (R\$ bi)	6,2	12,4	14,8	17,2
CMO médio do Sudeste no período do estudo (R\$/MWh)	144,0	284,9	313,6	352,8
PLD médio do Sudeste no período do estudo (R\$/MWh)	144,0	289,1	317,9	346,7
Impacto Tarifário (%)	Ref	3,33%	3,66%	4,40%

Fonte: [13]

Para o caso (IV) 120MLT_EARM11 não é observado diferenças no impacto tarifário dos pares analisados. Levando em consideração o caso vigente sem os encargos de serviços do sistema relacionados à geração termelétrica fora da ordem de mérito, o par do CVaR(25,40) apresenta um impacto tarifário de aproximadamente 6,3% para o caso (III) 60MLT_EARM11, em que a condição hidrológica é desfavorável. O aumento significativo do valor do CMO no caso (III) em relação ao se deve ao fato de que há um armazenamento nos reservatórios para aumentar a segurança do SIN.

Tabela 5 - Resultado dos testes prospectivos para o caso (III) 60MLT_EARM11

Prospectivo (60MLT_EARM11)	Avaliação com os modelos			
	[50,35]	[25,40]	[25,45]	[25,50]
Custo da Geração Térmica (R\$ bi)	14,8	31,2	34,2	39,9
CMO médio do Sudeste no período do estudo (R\$/MWh)	326,6	637,2	676,4	733,0
PLD médio do Sudeste no período do estudo (R\$/MWh)	323,1	570,1	585,8	615,7
Impacto Tarifário (%)	Ref	6,34%	9,80%	8,10%

Fonte: [13]

Os custos relacionados a geração térmica aumentam à medida que aumenta o nível de aversão ao risco, exceto no caso (IV) 120MLT_EARM11 na Tabela 6 que possui um cenário otimista em relação questões hidrológicas das usinas, isto é, possui um alto valor de Energia Armazenada inicial (EARM) e ENA esperada, fazendo com que em todos os casos os custos da geração termelétrica permaneça a mesma. Portanto, pode-se concluir que com os reservatórios cheios não há aumento de geração termelétrica quando há aversão ao risco nesse cenário.

Tabela 6 - Resultado dos testes prospectivos para o caso (IV) 120MLT_EARM11

Prospectivo (120MLT_EARM11)	Avaliação com os modelos			
	[50,35]	[25,40]	[25,45]	[25,50]
Custo da Geração Térmica (R\$ bi)	5,6	5,6	5,6	5,6
CMO médio do Sudeste no período do estudo (R\$/MWh)	0,0	637,2	676,4	733
PLD médio do Sudeste no período do estudo (R\$/MWh)	55,2	55,2	55,2	55,2
Impacto Tarifário (%)	Ref	0,00%	0,00%	0,00%

Fonte: [13]

A seguir a tabela 7 consta os valores aportados durante o período janeiro 2021 a julho 2022. Observa-se que no período de seca que se dá a partir de setembro de 2021, quando foi criada a bandeira de escassez hídrica a fim de mitigar o risco de racionamento, os valores das garantias financeiras - que tem como o total de encargos um dos seus componentes – começam a subir, devido ao despacho fora da ordem de mérito e deslocamento energético por razões de segurança do SIN.

Tabela 7 - Aportes de garantias realizados por hospital durante o período janeiro 2021 a julho 2022

Período	Garantias Financeiras
jan/21	R\$ 12.403,12
fev/21	R\$ 6.573,82
mar/21	R\$ 5.711,53
abr/21	R\$ 3.323,58
mai/21	R\$ 3.608,58
jun/21	R\$ 10.541,72
jul/21	R\$ 3.702,81
ago/21	R\$ 2.485,87
set/21	R\$ 12.276,41
out/21	R\$ 32.016,08
nov/21	R\$ 36.376,80
dez/21	R\$ 18.241,15
jan/22	R\$ 3.698,78
fev/22	R\$ 5.929,93
mar/22	R\$ 7.354,42
abr/22	R\$ 920,00
mai/22	R\$ 148,00
jun/22	R\$ 783,09
jul/22	R\$ -

Fonte: Próprio autor (2022)

O montante desse valor pago começa a cair quando o risco de racionamento é eliminado, e posteriormente com a chegada do período úmido, as bacias hidrográficas encontram-se numa situação mais favorável, sem risco, e com isso o despacho das termoeletricas não acontece fora da ordem de mérito como no período de setembro até dia 15 de abril de 2022, quando foi extinguida a bandeira de escassez hídrica. Os altos valores a ser aportados possuem relação direta com o despacho fora da ordem de mérito, mas ainda há outros encargos a ser considerados para chegar ao valor total pago pelo consumidor.

5 CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE

Portanto, pode-se concluir que a recalibração dos parâmetros de risco do CVaR indica níveis de geração termoeleétrica condizentes com a diretriz energética definida pelo CMSE, reduzindo o despacho fora da ordem de mérito e aumentando a segurança energética do SIN preservando os armazenamentos das usinas quando possível. É possível constatar, face ao exposto no trabalho que quanto maior é o nível de aversão ao risco, menor deverá ser o montante de encargos referentes à geração fora da ordem de mérito. Consequentemente, maior será o custo tarifário, visto que há uma quantidade maior de usinas termoeleétricas gerando na ordem de mérito.

Faz-se necessário ressaltar, ainda, que o valor total de encargos diminui com a alteração dos parâmetros de risco, e essa redução chega para os clientes de ambos os ambientes de contratação regulado ou livre diminuindo o montante a ser pago por cada perfil consumidor. Quando melhora a ordem de despacho das usinas, os encargos tendem a ser menores e o SIN consegue operar com mais segurança, confiabilidade e continuidade. Conclui-se, portanto, que analisando a Tabela 3, Tabela 4, Tabela 5 e a Tabela 6 é possível ter novos parâmetros de CVaR com menor custo de operação, como é o caso CVaR: $\alpha = 25\%$ e $\lambda = 40\%$.

Durante a crise hídrica de 2021, foram apontadas séries de falhas do governo na condução do pior período seco em mais de 90 anos. A comissão Permanente Para Análise de Metodologias e Programas Computacionais costuma divulgar o custo de déficit e parâmetros do CVaR meses antes do ano subsequente. Proponho avaliar se houve alteração no par (α, λ) para o ano de 2023 e quais os impactos causados por essa alteração na visão de gerador ou distribuidor. Em caso de continuar com os mesmos parâmetros, expor quais as consequências para os agentes face ao mercado e cenário hidrológico atual.

REFERÊNCIAS

1. INSTITUTO ACENDE BRASIL. CARGA TRIBUTÁRIA E DE ENCARGOS NO SETOR ELÉTRICO CRESCE E ATINGE 49%. **IAB**, 2021. Disponível em:
<<https://acendebrasil.com.br/imprensa/carga-tributaria-e-de-encargos-no-setor-eletrico-cresce-e-atinge-49/#:~:text=O%20peso%20dos%20tributos%20e,quantia%20soma%20R%24%2095%20bilh%C3%B5es.>>. Acesso em: 30 ago. 2022.
2. ONS. O SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL. **ONS**, 2022. Disponível em:
<<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>>. Acesso em: 27 out. 2022.
3. BRASIL. Lei das concessões. **Planalto**, 1995. Disponível em:
<http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9074cons.htm>. Acesso em: 07 ago. 2022.
4. BRASIL. Lei 3.782. **Planalto**, 1690. Acesso em: 05 ago. 2022.
5. BRASIL. Lei 9.648. **Planalto**, 1998. Acesso em: 05 ago. 2022.
6. BRASIL. Lei 10.848. **Planalto**, 2004. Disponível em:
<http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.848.htm>. Acesso em: 05 ago. 2022.
7. MERCEDES, S. S. P. . R. J. A. P. . & P. L. D. Y. Uma Revisão Histórica do Planejamento do Setor Elétrico brasileiro, 2015. Disponível em: <<https://doi.org/10.11606/issn.2316-9036.v0i104p13-36>>. Acesso em: 05 ago. 2022.
8. CCEE. Estudo da CCEE revela a 70 mil unidades aptas a migrar para o mercado livre, 2021. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/pt/web/guest/-/estudo-inedito-da-ccee-revela-que-existem-quase-70-mil-unidades-consumidoras-que-ja-poderiam-migrar-para-o-mercado-livre>>. Acesso em: 13 ago. 2022.
9. CCEE. Conceitos de Preço, 2021. Disponível em:
<<https://www.ccee.org.br/en/precos/conceitos-precos>>. Acesso em: 08 ago. 2022.
- 10 SARYKALIN, S.; SERRAINO, G.; URYSEV,. Value-at-Risk vs. Conditional Value-at-Risk in Risk Management and Optimization, 2008. Disponível em:
<https://www.ise.ufl.edu/uryasev/files/2011/11/VaR_vs_CVaR_INFORMS.pdf>. Acesso em: 01 set. 2022.
- 11 FGV. Informe Energia Elétrica, ago. 2021. 13.
- 12 CCEE. **Procedimentos de Comercialização**. 5.0. ed. São Paulo: [s.n.], 2022.

- 13 CPAMP. **Modelo PAR(p)-A de Representação hidrológica e avaliação da parametrização do CVAR - Ciclo 2021/2022**. [S.l.]. 2022.
- 14 ONS. ONS, 27 out. 2022. Disponível em:
 - <<https://www.ana.gov.br/sar/sin#:~:text=A%20opera%C3%A7%C3%A3o%20hidr%C3%A1ulica%20dos%20sistemas,nos%20reservat%C3%B3rios%2C%20considerando%20a%20otimiza%C3%A7%C3%A3o>>.
- 15 ABRACEEL. Associação Brasileira de Comercializadores de Energia, 2022. Disponível em:
 - <<https://abraceel.com.br/blog/2022/04/mercado-livre-de-energia-eletrica-cresce-e-ja-atinge-negociacoes-de-r-162-bi-e-34-do-consumo-nacional/#:~:text=Em%202021%2C%20os%20agentes%20do,122%20bilh%C3%B5es%20negociados%20em%202020.>>. Acesso em: 12 ago. 2022.
- 16 CCEE. CCEE registra um aumento de 14% em agentes cadastrados, 2021. Disponível em:
 - <<https://www.ccee.org.br/relatoriodeadministracao/30-mercado-10-1.html#:~:text=CCEE%20registra%20um%20aumento%20de%2014%25%20em%20agentes,crescimento%20na%20de%2014%25%20no%20acumulado%20do%20ano.>>. Acesso em: 13 ago. 2022.
- 17 BRASIL. Decreto nº 2.335, 1997. Disponível em:
 - <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D2335.htm>. Acesso em: 05 ago. 2022.
- 18 MERCADO LIVRE DE ENERGIA. Ministério de Minas e Energia, 2021. Disponível em:
 - <<https://www.mercadolivredeenergia.com.br/mme/>>. Acesso em: 07 ago. 2022.
- 19 BRASIL. Decreto 3.520, 2000. Disponível em:
 - <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/d3520.htm>. Acesso em: 06 ago. 2022.
- 20 BRASIL. Lei 9.427. **Planalto**, 1996. Disponível em:
 - <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9427cons.htm>. Acesso em: 05 ago. 2022.
- 21 BRASIL. Lei 9.478. **Planalto**, 1997. Disponível em:
 - <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9478.htm>. Acesso em: 06 ago. 2021.