UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
INSTITUTO DE ENERGIA E AMBIENTE

SYLVIA CRISTINA DE PAULA LIMA

**Mecanismos de aversão a risco em modelos de planejamento da
operação do setor elétrico brasileiro**

SÃO PAULO
2021

SYLVIA CRISTINA DE PAULA LIMA

Mecanismos de aversão a risco em modelos de planejamento da operação do setor elétrico brasileiro

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo para a obtenção do título de Mestre em Ciências.

Orientador: Prof. Dr. Renato Carlos Zambon

Versão Corrigida

SÃO PAULO
2021

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTES TRABALHOS, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

FICHA CATALOGRÁFICA

Lima, Sylvia Cristina de Paula.

Mecanismos de aversão a risco em modelos de planejamento de operação do setor elétrico brasileiro. /Sylvia Cristina de Paula Lima; orientador: Renato Carlos Zambon. – São Paulo, 2021.

146 f.: il; 30 cm.

Dissertação (Mestrado em Ciências) – Programa de Pós-Graduação em Energia – Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo.

1. Otimização estocástica. 2. Programação dinâmica. 3. Hidrologia estocástica. 4. Planejamento energético. 5. Programação linear. I. Título.

Elaborado por Maria Penha da Silva Oliveira CRB-8/6961

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer ao professor Dr. Renato Carlos Zambon que desde a graduação na Escola Politécnica fez com que hidrologia fosse um assunto do meu gosto.

Agradeço também à minha mãe e ao meu marido que sempre estiveram do meu lado, e em especial, às minhas duas filhas concebidas ao longo desse estudo.

RESUMO

O Sistema Elétrico Brasileiro é peculiar pela sua geração fundamentada essencialmente na hidroeletricidade, apesar da constante e expressiva expansão de outras fontes renováveis. Seu sistema de transmissão também merece destaque por interligar a geração e centros de consumo de todo o Brasil, que é um país com dimensões continentais. Esses fatores tornam a operação um procedimento complexo por conta da dependência da ocorrência de chuva para as diversas regiões do país com diferentes sazonalidades e dos conflitos ocasionados pelos usos múltiplos da água. O sistema brasileiro possui 63,2% da capacidade instalada formada por usinas hidráulicas (MME; EPE, 2020), fração esta composta por 91 usinas a fio d'água, uma usina de bombeamento e mais 60 usinas com reservatórios conectados em diversas cascatas (ANA, 2020). A operação dos reservatórios é condicionada a restrições de cotas mínimas e máximas, vazões mínimas defluentes e podem ter mudança significativa da produtividade pela variação da queda entre os níveis d'água a montante e no canal de fuga. A geração hidrelétrica é influenciada pela sazonalidade e aleatoriedade das chuvas e possui comportamentos diferentes conforme a região do país. A existência de grandes reservatórios reduz os efeitos das incertezas já que através deles é possível regularizar as vazões, guardando a água dos períodos de maiores afluências para sua utilização nos períodos de estiagem, o que traz segurança, pois reduz o risco de déficit no atendimento da carga, e menores custos de operação do sistema, por reduzir a variabilidade do despacho térmico necessário para complementar o atendimento à demanda. Para que seja encontrada uma solução ótima de equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento são utilizados modelos matemáticos para o planejamento energético que retornam o custo da operação (CCEE, 2019). Devido às diversas incertezas das variáveis que estes modelos contemplam, como as próprias afluências, carga, geração de usinas de despacho descentralizado, expansão, além das diversas restrições operativas, foram implementados mecanismos de aversão a risco para auxiliar que a garantia de atendimento à demanda, ou do risco de déficit, permaneçam em níveis adequados. Essa pesquisa tem como objetivo a avaliação das metodologias de aversão a risco já propostas nos modelos de planejamento energético e formação de preço do Sistema Interligado Nacional (SIN) utilizados oficialmente pelo Operador Nacional do Sistema (ONS): a CAR, (Curva de Aversão a Risco) que já foi descontinuada, o CVaR (*Conditional Value at Risk*) e o Volume Mínimo Operativo, que são as modelagens

adotadas atualmente e a SAR (Superfície de Aversão a Risco) que nunca foi utilizada devido sua complexidade e tempo de processamento computacional.

Palavras-chave: Otimização Estocástica, Programação Dinâmica, Hidrologia Estocástica, Planejamento Energético, Programação Linear.

ABSTRACT

The Brazilian Electric System is peculiar because of its generation based essentially on hydroelectricity, despite the expressive and continuous expansion of other renewable sources. Its transmission system is also noteworthy for interconnecting generation and consumption centers throughout Brazil, which has continental dimensions. These factors make the operation a complex procedure due to the dependence on the occurrence of rain in regions of the country with different seasonality and due to the conflicts caused by multiple uses of water. The Brazilian system has 63,2% of the installed capacity formed by hydraulic plants (MME; EPE, 2020), a fraction consisted of 91 run-of-river plants, a pumping plant and another 60 plants with reservoirs connected in several cascades (ANA, 2020). The operation of the reservoirs is conditioned to restrictions of minimum flows and can present a significant change in productivity because of the variation in the fall between the water levels upstream and in the escape channel. Hydroelectric generation is influenced by the seasonality and randomness of rainfall and has different behaviors depending on the region of the country. The existence of large reservoir reduces the effects of uncertainties, since through them it is possible to regularize the flows, keeping the water in storage from periods of greater affluence for its use in dry periods, which brings security, as it reduces the risk of deficit in the energy demand, also the system operating costs, as it reduces the variability of the thermal dispatch needed to complement demand. In order to find an optimal balance solution between the present benefit of using water and the future benefit of its storage, mathematical models are used for energy planning, that returns the cost of operation as consequence (CCEE, 2019). Due to the various uncertainties of the variables that these models include, such as inflows, load, generation of decentralized dispatch plants, expansion, in addition to the various operating restrictions, risk aversion mechanisms were implemented to help ensure the system's safety, or the risk of deficit, remain at adequate levels. This research aims to evaluate the risk aversion methodologies already proposed in the energy planning and price formation models of the National Interconnected System (SIN) officially used by National System Operator (ONS): CAR (Risk Aversion Curve) which has already been discontinued, CvaR (Conditional Value at Risk) and the Minimum Operating Volume, which are the models currently adopted, and the SAR (Risk Aversion Surface), which was never used because of its complexity and computational processing time.

Keywords: Stochastic Optimization, Dynamic Programming, Stochastic Hydrology, Energy Planning, Linear Programming.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Dilema da operação de sistemas hidrotérmicos.....	14
Figura 2 - Reservatórios Equivalentes de Energia representados nos modelos computacionais	15
Figura 3 – Inventário do Potencial hidrelétrico brasileiro em 2003 (MW)	20
Figura 4- Distribuição do EARmax nos reservatórios de acumulação.....	21
Figura 5 - Histórico de EAR máximo do SIN	21
Figura 6 - Composição da matriz elétrica brasileira novembro/2021	22
Figura 7 - Projeção da variação da capacidade instalada entre 2020 e 2030 por tecnologia.....	22
Figura 8- Geração por fonte de energia em 2019 (MWmed)	23
Figura 9 - Intercâmbio de energia Nordeste para Sudeste/Centro-Oeste entre abr/19 e abr/20 ..	24
Figura 10 - Geração de Energia eólica na região Nordeste e no Brasil.....	24
Figura 11 - Potencial eólico Brasileiro.....	25
Figura 12 - Relação entre energia máxima de armazenamento e carga anual e capacidade instalada / carga anual	26
Figura 13 - Evolução da Energia Armazenada no SIN no cálculo do Período Crítico do SIN ...	28
Figura 14- Intercâmbio Norte-Sudeste e Sudeste-Sul e geração hidráulica no Norte e no Sul (MWmed)	30
Figura 15- Intercâmbio Nordeste-Sudeste e geração hidráulica e eólica do Nordeste	31
Figura 16- Média de Longo Termo dos Subsistemas (MWmed)	31
Figura 17 - Definição das alturas de barragens e dos Volumes operacionais	33
Figura 18 - Armazenamentos de 2009 a 2020 nos subsistemas do SIN.....	34
Figura 19 - Perfil de Carga.....	37
Figura 20 - Oferta de energia térmica	40
Figura 21 - Participação dos fatores de influência na volatilidade do CMO/PLD	41
Figura 22- Decomposição do PLD Decomp Sudeste e Sul	41
Figura 23 - Evolução da participação das principais fontes na geração de energia	42
Figura 24 - Relação PLD Sudeste e Participação energia Hidrelétrica	42
Figura 25 - Cálculo do Custo Total	47
Figura 26 - Construção da Função de Custo Futuro.....	48
Figura 27 - Construção da FCF com menos e mais cenários para os cortes de Benders	48
Figura 28- Esquema de geração de cenários nos modelos NEWAVE e DECOMP.....	49
Figura 29 - Derivada de custo futuro pelo enfoque pente	50
Figura 30 - Esquema da PDDE	51
Figura 31 - Curva de armazenamento violando a CAR	55
Figura 32 - Variação no valor da água com a implementação da CAR	57
Figura 33 - Representação gráfica da metodologia VaR.....	58
Figura 34 - Esquema ilustrativo da região de segurança definida pela SAR	60
Figura 35 - Esquema de funcionamento da função SAR no modelo NEWAVE	62
Figura 36 – Superfície de aversão a risco conforme dados da Tabela 1	65
Figura 37 - Mapa com as principais bacias hidrográficas para o setor elétrico.....	68
Figura 38- Energia Natural afluyente dos subsistemas no ano de 2018 e MLT.....	70
Figura 39 - Anomalia de precipitação em dezembro de 2018 e janeiro de 2019	71
Figura 40 - Anomalia de Temperatura Máxima em dezembro de 2018 e janeiro de 2019	72
Figura 41 - Anomalia de precipitação de fevereiro e março de 2019	72
Figura 42 - Evolução dos preços no Sudeste entre janeiro e junho de 2019	73
Figura 43 - Comportamento da carga no ano de 2020	74
Figura 44 - Anomalias de precipitação nos meses de fevereiro e março	74

Figura 45 - Energia Natural Afluyente dos Submercados no ano de 2020	75
Figura 46 - Evolução do Armazenamento dos Subsistemas em 2020.....	75
Figura 47 – Evolução do PLD no ano de 2020 para o Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	76
Figura 48 – Comparação da configuração da matriz elétrica do SIN entre 2019 e 2020	77
Figura 49 - Resultado do modelo de PDDE para Q5%, Q95% e para a média com e sem aversão a risco	81
Figura 50 - Comparação resultado NW janeiro, MLT e realizado - Sudeste	87
Figura 51 - Comparação resultado NW janeiro, MLT e realizado - Sul	88
Figura 52 - Comparação resultado NW janeiro, MLT e realizado - Nordeste	88
Figura 53 - Comparação resultado NW janeiro, MLT e realizado - Norte	88
Figura 54 - PLD da região Sudeste no ano de 2019 com o uso de diferentes Mecanismos de Aversão a Risco.....	116
Figura 55 - PLD da região Sul no ano de 2019 com o uso de diferentes Mecanismos de Aversão a Risco.....	117
Figura 56 - PLD da região Nordeste no ano de 2019 com o uso de diferentes Mecanismos de Aversão a Risco.....	117
Figura 57 - PLD da região Norte no ano de 2019 com o uso de diferentes Mecanismos de Aversão a Risco.....	118
Figura 58 - PLD da região Sudeste no ano de 2020 com o uso de diferentes Mecanismos de Aversão a Risco.....	118
Figura 59 - PLD da região Sul no ano de 2020 com o uso de diferentes Mecanismos de Aversão a Risco.....	119
Figura 60 - PLD da região Nordeste no ano de 2020 com o uso de diferentes Mecanismos de Aversão a Risco.....	119
Figura 61 - PLD da região Norte no ano de 2020 com o uso de diferentes Mecanismos de Aversão a Risco.....	120
Figura 62 - Comparação entre os PLDs exclusivamente dos casos referentes às sensibilidades dos parâmetros do CVaR.....	121
Figura 63 - Projeção de armazenamento para o mês vigente às rodadas no Sudeste em 2019 .	122
Figura 64 - Projeção de armazenamento para o mês vigente às rodadas no Sul em 2019	123
Figura 65 - Projeção de armazenamento para o mês vigente às rodadas no Nordeste em 2019	123
Figura 66 - Projeção de armazenamento para o mês vigente às rodadas no Norte em 2019	124
Figura 67- Projeção de armazenamento para o mês vigente às rodadas no Sudeste em 2020 ..	124
Figura 68 - Projeção de armazenamento para o mês vigente às rodadas no Sul em 2020	125
Figura 69 - Projeção de armazenamento para o mês vigente às rodadas no Nordeste em 2020	125
Figura 70 - Projeção de armazenamento para o mês vigente às rodadas no Norte em 2020	126
Figura 71 - Despacho térmico indicado para o Sudeste em 2019 pelos modelos de planejamento em diferentes casos de modelo de aversão a risco	127
Figura 72- Despacho térmico indicado para o Sul em 2019 pelos modelos de planejamento em diferentes casos de modelo de aversão a risco	127
Figura 73 - Despacho térmico indicado para o Nordeste em 2019 pelos modelos de planejamento em diferentes casos de modelo de aversão a risco	128
Figura 74 - Despacho térmico indicado para o Norte em 2019 pelos modelos de planejamento em diferentes casos de modelo de aversão a risco	128
Figura 75 - Despacho térmico indicado para o Sudeste em 2020 pelos modelos de planejamento em diferentes casos de modelo de aversão a risco	129
Figura 76 - Despacho térmico indicado para o Sul em 2020 pelos modelos de planejamento em diferentes casos de modelo de aversão a risco	129

Figura 77 - Despacho térmico indicado para o Nordeste em 2020 pelos modelos de planejamento em diferentes casos de modelo de aversão a risco	130
Figura 78 - Despacho térmico indicado para o Norte em 2020 pelos modelos de planejamento em diferentes casos de modelo de aversão a risco	130
Figura 79 - Resumo dos backtests feitos em estudo para calibração do CVaR	131
Figura 80 - PLD mensal indicado pelos modelos DECOMP e NEWAVE para 2019	132
Figura 81 - PLD mensal indicado pelos modelos DECOMP e NEWAVE para 2020	133
Figura 82 - Preços para cinco anos à frente (2023) indicados pelo NEWAVE em 2019	133
Figura 83 - Preços para cinco anos à frente (2023) indicados pelo NEWAVE em 2020	134

SUMÁRIO

RESUMO	5
ABSTRACT	7
1 INTRODUÇÃO	13
2 OBJETIVO	17
3 JUSTIFICATIVA DA ORIGINALIDADE DO TRABALHO	18
4 METODOLOGIA	29
4.1 SUBSISTEMAS E PARTICULARIDADES DA OPERAÇÃO	29
4.2 ENERGIA ARMAZENADA E ENERGIA NATURAL AFLUENTE	32
4.3 CARGA	36
4.4 CMO	38
4.5 VOLATILIDADE DO PLD E SEGURANÇA ENERGÉTICA	39
4.6 NEWAVE.....	44
4.7 FUNÇÃO DE CUSTO FUTURO.....	46
4.8 PROGRAMAÇÃO DINÂMICA DUAL ESTOCÁSTICA	49
4.9 MODELO PAR(p).....	51
5 MODELOS DE AVERSÃO A RISCO	53
5.1 CAR	54
5.2 CVaR	58
5.3 SAR.....	59
5.4 VOLUME MÍNIMO	65
5.5 CARACTERÍSTICAS HIDROLÓGICAS DAS PRINCIPAIS BACIAS DO SIN 67	
5.6 APLICAÇÃO DOS MODELOS DE AVERSÃO A RISCO.....	70
6 MUDANÇAS PREVISTAS NOS MODELOS.....	79
7 HIPÓTESES TESTADAS	81
8 RESULTADOS OBTIDOS.....	82
9 CONCLUSÕES	136
10 REFERÊNCIA	141
11 ANEXO	147

1 INTRODUÇÃO

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é mundialmente conhecido por suas proporções e pela complexidade de sua operação predominantemente hidro-termo-eólica. Além de abranger quase a totalidade da produção e transmissão de energia elétrica no Brasil, com exceção de comunidades isoladas que representam menos de 1% da carga total do país, sua operação interligada entre os subsistemas (Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste do país) permite a obtenção de ganhos sinérgicos e aproveitamento dos regimes hidrológicos complementares das diferentes bacias hidrográficas.

A operação das usinas do SIN envolve um *tradeoff* muito complexo de ser modelado característico de uma matriz elétrica baseada em geração hidrotérmica cuja solução depende das incertezas da realização das chuvas nas quatro regiões do país. O dilema consiste em decidir pela geração de maior volume de energia em usinas hidráulicas e utilizar a água no presente incorrendo em preços de energia mais baixos no curto prazo e evitando o vertimento no futuro, ou por um maior armazenamento de água nos reservatórios no presente com a finalidade de garantir o atendimento à demanda no futuro, o que resulta em preços mais altos de energia no curto prazo por conta do uso de geração térmica e do alto custo de seus combustíveis em substituição ao uso de energia hidráulica conforme indicado na Figura 1. A fim de resolver esse problema do planejamento da operação foram desenvolvidos modelos matemáticos com o objetivo de otimizar a operação conjunta das usinas do sistema. Os modelos NEWAVE (CEPEL, 2020), DECOMP (CEPEL, 2018) e DESSEM (CEPEL, 2020a), oficialmente utilizados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), foram desenvolvidos pelo Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL). Em estudos de planejamento da operação, o NEWAVE tem horizonte típico considerado de cinco anos, discretizados em períodos mensais, nos quais determina metas de geração através da Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE). Já o DECOMP tem horizonte considerado de dois meses para estudos de planejamento, sendo que o primeiro mês é discretizado em estágios semanais (CEPEL, 2020) e o DESSEM considera o planejamento diário, discretizado de 30 em 30 minutos (CEPEL, 2020b). Nos três modelos, o SIN é representado por quatro grandes subsistemas - Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte – por conta não só da viabilidade em termos computacionais, mas também de suas características distintas principalmente em demanda de energia, sazonalidade das chuvas e capacidade instalada

de usinas não despachas centralizadamente, como as de fontes eólicas, solar, biomassa, pequenas centrais hidrelétricas (PCH), etc.

Figura 1 - Dilema da operação de sistemas hidrotérmicos

Fonte: (NAZARÉ, 2017)

Conforme a metodologia adotada desde a versão 21 utilizada em 2015 até a atual do modelo NEWAVE (CEPEL,2020), dentro do arranjo por subsistemas existem ainda agrupamentos de usinas hidrelétricas denominados Reservatórios Equivalentes de Energia (REE). Um subsistema pode conter mais de um REE, e tal representação permite diferenciar bacias hidrográficas com comportamentos hidrológicos distintos, capturar a complementaridade da sazonalidade que existe entre dois REEs, como, por exemplo, entre o Paraná e o Paranapanema, e enxergar melhor o aumento da geração não armazenável devido à baixa capacidade de armazenamento do REE Paranapanema (CPAMP,2017). Os REEs podem apresentar acoplamento hidráulico entre si, ou seja, a decisão tomada em determinado estágio para um reservatório equivalente influencia na operação de um reservatório a jusante nos estágios seguintes. Os acoplamentos considerados nos modelos de operação energética estão indicados nas setas da Figura 2. Como, pela topografia natural das bacias, as águas dos Rios Grande, Paranaíba, Alto Paraná e Tietê (REE Paraná), e do Rio Paranapanema (REE Paranapanema) escoam em direção à Itaipu, foi necessária a modelagem do acoplamento hidráulico entre esses reservatórios.

Figura 2 - Reservatórios Equivalentes de Energia representados nos modelos computacionais

Fonte: (CPAMP, 2017)

O objetivo do planejamento da operação de um sistema hidrotérmico é definir as metas de geração para cada usina que atenderá à demanda de modo a minimizar o custo de operação em cada etapa do período de planejamento satisfazendo um determinado critério de aversão a risco (CEPEL,2019). O custo da operação é composto por duas parcelas, sendo a primeira o custo variável unitário das usinas termoeletricas diretamente relacionado com o custo do combustível, e a segunda o custo em caso de déficit de energia representado por uma função de penalização (CEPEL,2019).

O problema que envolve a decisão entre o uso e o armazenamento da água está intrinsicamente ligado às incertezas quanto às afluições futuras, que por sua vez variam conforme a previsão de chuva, e ambas são variáveis aleatórias (COLLISCHONN; DORNELLES, 2013). A afluição de um determinado rio no instante $t+1$ depende da afluição nesse mesmo local no estado t , logo, sendo a vazão dependente das demais componentes aleatórias no tempo, o melhor tratamento para esses dados é a análise estocástica. As abordagens estocásticas consideram a aleatoriedade das vazões afluentes através de funções de distribuição de probabilidades e aplicam técnicas de otimização clássicas baseadas em programação dinâmica estocástica (PDE) que consideram as não linearidades do problema hidrotérmico. Devido ao crescimento exponencial do tempo computacional dessa modelagem, a chamada “maldição da dimensionalidade”, importantes simplificações foram feitas na representação do sistema, incluindo as usinas agregadas em reservatórios equivalentes e, no procedimento de resolução, através de linearizações como na utilização da decomposição de Benders (PEREIRA et al., 1985), o

que substituiu a antiga programação dinâmica estocástica dos modelos pela programação dinâmica dual estocástica.

A essência estocástica dos estudos de vazões afluentes faz com que nem todos os cenários gerados garantam o pleno suprimento da demanda, o que é mitigado por modelos de risco incorporados ao NEWAVE e ao DECOMP. Os modelos utilizados pelo ONS contam atualmente com quatro possíveis mecanismos de aversão a risco, a CAR (Curva de Aversão ao Risco), o CVaR (Valor Condicionado a um dado Risco), a SAR (Superfície de Aversão a Risco), e o Volume Mínimo Operativo. O CVaR consiste em uma adição de uma parcela referente ao custo dos cenários hidrológicos mais caros à função objetivo, enquanto a SAR representa uma extensão das restrições de armazenamento mínimo de energia nos REEs para um caso multivariado (CEPEL,2019). O Volume Mínimo Operativo é uma curva de armazenamento estimada para cada REE do SIN de forma a reduzir as chances de ocorrência de armazenamento críticos em qualquer mês do horizonte de estudo do NEWAVE, e foi implementado junto ao CVaR na modelagem em 2020 (CEPEL,2019). A CAR, já descontinuada, determinava níveis de armazenamento para que mesmo na ocorrência de cenários críticos de afluência, não fosse necessário adotar medidas restritivas ao consumo no biênio seguinte (KLIGERMAN et al., 2005). A SAR, apesar de disponível nos modelos, nunca foi oficialmente adotada na operação por conta de sua complexidade e do elevado tempo de processamento computacional.

2 OBJETIVO

O objetivo principal deste trabalho é avaliar os métodos de aversão a risco que já foram propostos pelo CEPEL para os modelos de operação e planejamento utilizados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) dando enfoque nos seus indicativos de preço e projeções de armazenamento no curto e longo prazo, sobretudo em eventos de muita chuva ou de seca prolongada.

Os modelos de aversão a risco que serão estudados são a Curva de Aversão a Risco (CAR), o Conditional Value at Risk (CVaR), a Superfície de Aversão a Risco (SAR) e o Volume Mínimo Operativo (VminOP) e serão utilizados os anos de 2019 e 2020 como base para os estudos de caso.

3 JUSTIFICATIVA DA ORIGINALIDADE DO TRABALHO

A aplicação de modelos para a gestão de reservatórios de água no sistema elétrico e otimização do planejamento energético nem sempre resulta em uma operação aderente à praticada por diversos motivos. Apesar de inúmeras pesquisas em otimização da operação de sistemas de reservatórios, ainda existe uma lacuna entre os desenvolvimentos teóricos e a sua real implementação na prática. Entre esses possíveis motivos está a negligência dos operadores dos reservatórios que ignoram o resultados dos modelos por serem céticos em relação a eles, limitações de hardwares e softwares, ao fato de que os modelos de otimização são geralmente mais complexos matematicamente que os modelos de simulação, que muitos métodos de otimização podem apenas produzir soluções ideais ao invés de regras operacionais mais úteis, e a não capacidade dos modelos de incorporar riscos e incertezas, entre outros (LABADIE, 2004).

Um modelo de simulação é a representação de um sistema utilizado para prever o comportamento de uma realidade sob determinadas condições. Geralmente o objetivo é a solução ótima, no entanto, implicitamente à otimização está envolvido também o julgamento humano além de apenas a utilização dos modelos em si (WURBS, 1993). O resultado de um modelo de otimização depende das características do sistema que estão sendo consideradas, na disponibilidade de dados, nos objetivos e nas restrições definidas (TU; HSU; YEH, 2003). Dessa maneira, interpretações humanas para a definição de variáveis ou de restrições dentro da programação matemática podem vir a prejudicar ou não a modelagem.

Outras preocupações vão surgindo no setor por conta da lacuna entre planejamento e operação. Apesar dos constantes aprimoramentos nos modelos oficiais utilizados, o Tribunal de Contas da União (TCU) destaca em seu relatório: “Incompatibilidades entre a carga prevista e a carga total do Sistema Interligado Nacional. Possibilidade de desvios de projeção decorrentes da natureza estocástica dos cálculos realizados, sem que essa premissa afaste a necessidade de aprimoramentos em face de possíveis falhas metodológicas.” (UNIÃO, 2014). As ferramentas de aversão a risco são uma contribuição para que, apesar da volatilidade dos resultados e de suas diferenças para o que efetivamente é praticado no sistema, seja preservada a segurança do sistema.

Além do problema de decisão do despacho de usinas, outro ponto importante para o sistema é o planejamento de sua expansão. Existe o conflito entre a decisão do operador

em utilizar recursos do parque gerador existente, ou contar com uma nova oferta de suprimento. A solução deste problema se encontra no plano de expansão em que atender um incremento de energia operando os recursos existentes deve ter o mesmo custo do atendimento deste incremento através de uma nova oferta. Ou seja, o valor esperado do custo marginal de operação (CMO) tende a ser próximo do custo marginal de expansão por esse conceito. No entanto, a incorporação de modelos de aversão a risco sobre o planejamento da operação torna esse critério incorreto já que o modelo de expansão não possui esse recurso, utilizando apenas o valor esperado do custo marginal de operação para a montagem da função de custo de operação (NAZARÉ, 2017). A incorporação de modelos de aversão a risco no modelo de expansão seria um sinalizador para o cálculo do volume adicional de oferta necessário em casos de escassez de geração hídrica, de modo que a operação do sistema em situações de seca não seria tão afetada por qualquer alteração no cronograma de início dos novos empreendimentos, que por sua vez também é um risco para a segurança do sistema.

A capacidade de regularização do sistema é definida tanto como a quantidade de meses de estoque de energia dada pela relação entre a energia máxima armazenada e a carga a ser atendida, abatida a geração inflexível (ONS, 2019a), como a medida indireta da quantidade de água que pode ser armazenada em períodos hidrológicos favoráveis para utilização em períodos mais secos (FALCETTA, 2015). As bacias hidrográficas brasileiras foram inventariadas e exploradas conforme o Estudo de Inventário Hidrelétrico que, de acordo com o Manual de Inventário Hidrelétrico de Bacias Hidrográficas (MME; CEPEL, 2007) acontece em quatro fases: planejamento do estudo, estudos preliminares, estudos finais, e avaliação ambiental integrada da alternativa selecionada. Nesse processo são levantadas alternativas de divisão de queda para o aproveitamento do potencial hidroelétrico avaliando os custos e os impactos socioambientais, com o foco de selecionar aquela que apresente melhor equilíbrio entre vantagens e desvantagens. Conforme indicado na Figura 3, a região Sudeste/Centro-Oeste foi a mais explorada junto com a região Sul sobretudo por estarem situadas perto dos principais centro consumidores de energia, e pelo seu relevo favorável para a construção de usinas relevantes. Acompanhando o desenvolvimento econômico e o crescimento demográfico do país, a construção de novos empreendimentos para a geração de energia se tornou necessária. Não só, quanto aos aspectos dos usos múltiplos da água e gestão de recursos hídricos, a construção de reservatórios favorece o controle de cheias que foi

introduzido na prática operacional dos reservatórios do setor elétrico desde 1977, garante padrões de qualidade da água através de controle da vazão mínima, e colabora para atividades de irrigação, navegação, abastecimento de água e recreação (ZAMBON, 2008). Hoje em dia, a bacia amazônica é aquela com maior potencial hidrelétrico para ser explorado, no entanto, a legislação ambiental e a pressão social se tornaram mais rigorosas nos últimos anos viabilizando somente a construção de usinas com grande potencial de geração no modelo fio d'água, o que por consequência leva à perda da capacidade de regularização. A Figura 4 ilustra a não uniformidade na distribuição de reservatórios no país, sendo importante destacar que 45 dos 75 reservatórios de acumulação do SIN correspondem a 99% do armazenamento do sistema.

Figura 3 – Inventário do Potencial hidrelétrico brasileiro em 2003 (MW)

Fonte: (ANEEL, 2020)

Figura 4- Distribuição do EARmax nos reservatórios de acumulação

Fonte: (FALCETTA, 2015)

Na Figura 5 é possível observar a evolução da capacidade de armazenamento máximo do SIN desde 1950 em todos os subsistemas, e se destaca a exploração tardia da região Norte em relação ao Sudeste/Centro-Oeste em mais de 30 anos.

Figura 5 - Histórico de EAR máximo do SIN

Fonte: (FALCETTA, 2015)

A capacidade instalada de geração de energia elétrica brasileira corresponde a 171.881 MW (ONS, 2021a) e é predominantemente hidráulica com 63,2% de participação, seguida por fontes térmicas com 22,6% e pela eólica com 11,4% de participação, como é possível observar na Figura 6. Da parcela das fontes térmicas, 8,2% correspondem a biomassa. Ou seja, a matriz elétrica brasileira é predominantemente composta por fontes de energia renovável. O Plano Decenal 2029 (MME; EPE, 2019)

divulgado pela EPE conforme a Figura 7 indica que para os próximos anos a tecnologia que mais deve se expandir quanto a capacidade instalada é a eólica, seguida pelo gás natural. Merecem destaque a energia solar e a geração distribuída, que terão aumento significativo também.

Figura 6 - Composição da matriz elétrica brasileira novembro/2021

Fonte: Autora com os dados do (ONS, 2021a)

Figura 7 - Projeção da variação da capacidade instalada entre 2020 e 2030 por tecnologia

Fonte: (MME; EPE, 2020)

Quando observadas individualmente, as usinas de geração eólica, diferentemente da geração hidráulica e da térmica, possuem muita intermitência horária e são de difícil previsibilidade para a operação diária. Para atenuar questões de aleatoriedade, intermitência e sazonalidade, que é diferente entre os parques eólicos brasileiros, mesmo situados no mesmo subsistema, a operação da geração eólica atua em conjunto com a operação de usinas hidráulicas, embora alguns estudos sugiram que o recomendável seria a inserção de fontes térmicas flexíveis para garantir a segurança de um sistema crescente em fontes com intermitência horária ou imprevisibilidade na geração. Contribui para isso que sua sazonalidade é complementar à sazonalidade hídrica na região Nordeste no segundo semestre, no entanto, na região Sul isso não ocorre, pois não há variação definida das velocidades dos ventos durante os meses (MUMMEY, 2017). Apesar do crescimento do número de usinas eólicas em todo o país, o que permite geração eólica ao longo de todo o ano como indicado na Figura 8, o fato dos maiores parques estarem instalados na região Nordeste por conta do seu maior potencial em relação às demais regiões faz com que a contribuição significativa dessa modalidade para o sistema ocorra mesmo entre julho e dezembro, como é possível observar na Figura 9, em que a exportação para a região Sudeste/Centro-Oeste que possui maior volume de demanda de energia, aumenta expressivamente. Na Figura 10 é possível observar a expressividade da geração eólica da região Nordeste e sua relação com o perfil de exportação de energia desse subsistema, assim como a Figura 11 registra o potencial eólico brasileiro por região.

Figura 8- Geração por fonte de energia em 2019 (MWmed)

Fonte: (CCEE, 2020; ONS, 2021a)

Figura 9 - Intercâmbio de energia Nordeste para Sudeste/Centro-Oeste entre abr/19 e abr/20

Fonte: Autora com os dados de (ONS, 2021a)

Figura 10 - Geração de Energia eólica na região Nordeste e no Brasil

Fonte: Autora com os dados de (ONS, 2021a)

Figura 11 - Potencial eólico Brasileiro

Fonte: (MME, 2001)

No longo prazo, o incremento que essa fonte de geração traz é muito importante porque, apesar de sua tecnologia ainda não permitir o armazenamento de energia para o uso em meses à frente, ela contribui para preservar o armazenamento nos reservatórios de água. Também na Figura 8 é possível notar que a queda da geração das usinas hidráulicas ocorre quando a geração de eólica e biomassa crescem, retratando a complementaridade da sazonalidade de geração dessas fontes.

A Figura 12 mostra a perda da capacidade relativa de regularização do sistema no entre os anos de 2019 e 2024, dada pela relação entre energia máxima de armazenamento (MWmês) e carga anual do SIN (MWmed) já abatida a geração inflexível e a geração através de usinas não despachadas centralizadamente, o que resulta no número de meses cuja carga resultante pode ser atendida exclusivamente pelos reservatórios. O ano de 2020 apresenta elevação da razão entre as variáveis por conta da pandemia de COVID-19 que reduziu o consumo de energia no país inteiro por conta do isolamento social que levou à paralização de inúmeras atividades. A contribuição da inflexibilidade térmica e da geração de eólicas, solares, PCHs e usinas de biomassa é expressiva para a segurança do sistema já que estas somam o atendimento de cerca de 30% da carga global (ONS, 2020a).

Embora a projeção de expansão da oferta já contratada entre abril/20 e dezembro /24 no PEN 2020 (ONS, 2020a) seja de 11521 MW nos próximos cinco anos, a razão

entre a capacidade instalada brasileira e o consumo de energia projetado acaba diminuindo ao longo desse horizonte, o que é um sinal de que a expansão não acompanha o aumento da demanda, e de que existe a possibilidade de ocorrência de déficit no futuro se não houver investimento em modernização do setor. É possível perceber também tamanha importância dos programas de expansão e inclusive da não ocorrência de atrasos em seu cronograma, pois isso também faz com que o sistema dependa mais do período úmido e do replecionamento dos reservatórios, e, inclusive, o problema com a expansão do sistema foi um dos fatores cruciais para que ocorresse o racionamento em 2001 (BARDELIN, 2004).

Figura 12 - Relação entre energia máxima de armazenamento e carga anual e capacidade instalada / carga anual

Fonte: Autora com os dados do ONS (ONS, 2021a) e do (ONS, 2020a)

A expansão do sistema sempre foi um gargalo no atendimento da demanda de energia, o Plano Decenal de Expansão de Energia 2021 calculava que a capacidade instalada em 2021 seria de 182,41 GW (MME, 2013) enquanto se alcançou nesse mesmo ano o valor de 165,8 GW (ONS, 2021b). Em 2015 o sistema já apresentava riscos quanto ao atendimento à carga, mesmo do ponto de vista de outros modelos de planejamento energético como o HIDROTERM, que também consiste em um modelo matemático de otimização para cálculo do planejamento ótimo do sistema hidrotérmico brasileiro, a partir de usinas hidrelétricas e termelétricas individualizadas, escrito em linguagem General Algebraic Modeling System (GAMS) com programação linear e não linear. O modelo também tem como função objetivo o custo mínimo da operação, considera a interligação entre as usinas dos diferentes subsistemas do SIN, e diferentes tipos de

restrições quanto aos usos múltiplos da água e restrições ambientais. Cenários rodados no modelo HIDROTERM com 70% e 90% da Média de Longo Termo (MLT) para atendimento da demanda projetada em 2015 para os próximos quatro anos apontaram que no segundo caso não ocorreria déficit, porém seria necessário despacho de mais de 80% da geração térmica máxima. No primeiro caso, mesmo com o despacho de toda a capacidade térmica disponível, haveria um déficit de 9,6% da demanda no horizonte (ZAMBON, 2015). Um importante fator para não ter ocorrido déficit no atendimento foi a carga realizada que também foi menor que o previsto. No PDE 2021 (MME, 2013) a projeção de carga para 2021 era de 88921 MWmed enquanto a expectativa quanto ao valor realizado nesse ano é de 69940 MWmed (ONS, 2021b).

Segundo o Relatório do Plano da Operação Energética 2021-2025 (ONS, 2021b) a relação entre energia máxima de armazenamento e carga deve cair pelos próximos anos aumentando a dependência de períodos chuvosos para o replecionamento dos reservatórios e das condições de armazenamentos iniciais no final da estação chuvosa para assegurar o pleno atendimento da carga. Ele ainda dá destaque a um possível novo período crítico do Sistema Interligado Nacional identificado pela similaridade do comportamento dos armazenamentos dos últimos anos com o armazenamento entre 1948/1955 como indicado na Figura 13, sugerindo também que essa fase estaria para acabar. Cabe então a pergunta: se existem cenários indicando um possível déficit de energia no futuro apesar de todo esforço com a expansão do SIN, e já é reconhecida a possibilidade de novos períodos secos, não seria adequada a realização de melhorias no modelo de planejamento da operação, incluindo nas políticas de aversão a risco para minimizar o impacto na segurança do sistema em um eventual período futuro de seca, ou de aumento da demanda além do previsto?

Figura 13 - Evolução da Energia Armazenada no SIN no cálculo do Período Crítico do SIN

Fonte: (ONS, 2020a)

4 METODOLOGIA

A regulação do setor elétrico estabelece que o preço da energia é calculado através dos modelos de planejamento energéticos NEWAVE, DECOMP e DESSEM, sendo resultado de seus cálculos de otimização. Com o objetivo de avaliar o desempenho dos Modelos de Aversão a Risco neles inserido, foi feita uma revisão bibliográfica sobre o assunto, listando os principais aspectos do setor elétrico e das variáveis que compõem o planejamento da operação, destacando o modo como os dados são levantados e tratados.

Em seguida são apresentadas as modelagens já propostas de Aversão a Risco também através de uma revisão bibliográfica, definindo bem o objetivo de cada metodologia. Posteriormente são apresentados os anos de 2019 e 2020 como base para os estudos de caso para a avaliação do comportamento das metodologias de aversão a risco por conta das mudanças bruscas de operação que ocorreram ao longo destes anos entre eventos de chuva e eventos de estiagem que consequentemente refletiram tanto na política de armazenamento de água quanto no preço da energia.

4.1 SUBSISTEMAS E PARTICULARIDADES DA OPERAÇÃO

Com a finalidade de reduzir a complexidade na modelagem e garantir a viabilidade computacional nos modelos atualmente em uso pelo ONS, as usinas do SIN são agregadas e modeladas em quatro subsistemas distintos: Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte.

Na maioria dos anos, é possível explorar a capacidade de geração da região Sul do país nos meses de maio a outubro, pois historicamente são os meses em que ocorre aumento da vazão do subsistema, embora ele não tenha uma sazonalidade tão bem definida quanto o resto do país. Na Figura 14 é possível observar a correlação direta da exportação de energia do Sul para o Sudeste/Centro-Oeste, principal polo de consumo do Brasil, nos meses em que a geração hidráulica sobe. Já nos meses de novembro a abril é possível explorar a capacidade de geração do Sudeste por conta de seu armazenamento que corresponde a cerca de 70% da capacidade máxima brasileira (ONS, 2021a). O Nordeste costuma ter maior capacidade de geração hidráulica nos meses de janeiro a abril e o Norte nos meses de dezembro a julho conforme as Figura 15 e Figura 16 indicam. O Nordeste é um subsistema peculiar porque ele passou por um longo período de escassez hídrica que durou de 2012 até 2020, e acarretou na redução das defluências mínimas do

Rio São Francisco, o principal da região, conforme autorização da Agência Nacional de Águas (ANA) e do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e Recursos Renováveis (IBAMA) no relatório RT-DORH 005/2013 (CHESF, 2013). Por conta disso, a geração hidráulica nas usinas também foi limitada ao longo da bacia em 26/09/2016 através da autorização especial nº08/2016 primeiramente em fase de testes, e depois em tempo integral. A baixa correlação entre a exportação do Nordeste para o Sudeste/Centro-Oeste e a sua geração hídrica, mesmo em anos com mais chuva se deve justamente à essa limitação na geração da bacia do São Francisco e fica clara na Figura 15. Esse período de seca foi considerado encerrado quando Sobradinho, o principal reservatório do Rio São Francisco, alcançou mais de 90% de reservatório (ONS, 2021a). De maneira oposta, a energia eólica que tem crescido muito na região vem contribuindo expressivamente não só para o atendimento da demanda local, mas também na exportação de energia. A Figura 16 exhibe a Energia Natural Afluente (ENA) Média de Longo Termo (MLT) mensal entre os anos de 1931 até 2018. A ENA é uma medida de energia determinada pela multiplicação entre a vazão do rio (m^3/s) e a produtibilidade ($MW_{med}/(m^3/s)$) da usina hidráulica.

Figura 14- Intercâmbio Norte-Sudeste e Sudeste-Sul e geração hidráulica no Norte e no Sul (MWmed)

Fonte: (ONS, 2021a)

Figura 15- Intercâmbio Nordeste-Sudeste e geração hidráulica e eólica do Nordeste

Fonte: (ONS, 2021a)

Figura 16- Média de Longo Termo dos Subistemas (MWmed)

Fonte: (ONS, 2021a)

4.2 ENERGIA ARMAZENADA E ENERGIA NATURAL AFLUENTE

Energia armazenada (EAR) é a energia disponível em um sistema de reservatórios, calculada a partir da energia produzível pelo volume armazenado nos reservatórios em seus respectivos níveis operativos (ONS, 2021a). Já a energia afluenta a um sistema de aproveitamentos hidrelétricos é calculada a partir da energia produzível pelas vazões naturais a estes aproveitamentos, em seus níveis a 65% dos volumes úteis operativos (ONS, 2021a). Ambas são métricas para conseguir avaliar o quanto de energia disponível existe no sistema a partir do volume de água que se tem afluindo ou reservado nas usinas. A energia armazenada é o resultado do seguinte balanço energético;

$$EA_{t+1}(i) = EA_t(i) + FC EC_t(i) - GH_t(i) - EVERT_t(i) - EVP_t(i) - EDSVC_t(i) - EVZMIN_t(i) - EM_t(i) \quad (1)$$

Em que:

EA_t = Energia armazenada no subsistema i no estágio t (MWmês).

FC = Fator de correção da energia controlável do sistema i durante o estágio t.

EC_t = Energia controlável afluenta ao sistema i durante o estágio t (MWmês).

GH_t = Energia hidráulica controlável gerada pelo subsistema i no estágio t (MWmês).

$EVERT_t$ = Energia vertida no subsistema i no estágio t (MWmês).

EVP_t = Energia evaporada no subsistema i no estágio t (MWmês).

$EDSVC_t$ = Energia de desvio de água a ser abatida da energia controlável no subsistema i durante o estágio t (MWmês).

$EVZMIN_t$ = Energia de vazão mínima afluenta ao subsistema i durante o estágio t (MWmês).

EM_t = Energia de enchimento do volume morto no subsistema i no estágio t (MWmês).

Os níveis de armazenamento de um reservatório assim como os níveis de volume operacionais são definidos conforme exibido na Figura 17, sendo a cota da crista o equivalente à altura da barragem, o nível máximo maximorum o nível mais elevado que a lâmina d'água poderá atingir na ocorrência da cheia de projeto, o nível máximo normal é o máximo operado desconsiderando a folga de volume a ser utilizado para o controle de cheias, o nível mínimo operacional é o menor nível de lâmina necessário para realizar a

operação da barragem convencionalmente, enquanto o volume morto é aquele destinado a receber sedimentos durante a vida útil da barragem, onde normalmente está localizada a descarga de fundo. O volume de resguardo está entre o volume morto e nível mínimo operacional e no seu nível está localizada a tomada d'água. O volume útil do reservatório se localiza entre o nível máximo normal e mínimo operacional e é o valor de volume efetivamente considerado do reservatório, ou seja, destinado à sua operação e ao atendimento das diversas demandas de água.

Fonte: (MÉLLO; BONNECARRERE, 2020)

A Figura 18 mostra a evolução nos níveis de armazenamento dos diferentes subsistemas. Enquanto o Sul não apresenta sazonalidade bem definida, o Norte possui seu regime de replecionamento dos reservatórios muito bem determinado. O subsistema Sudeste/Centro-Oeste costumava atingir níveis mais altos de armazenamento até a crise hídrica de 2013, e desde então o máximo atingido foi cerca de 60% da energia armazenada máxima. O Nordeste foi atingido pela seca recorde desde 2013, mas em 2020 mostrou boa recuperação alcançando valores próximos a 90% da energia armazenada máxima.

Figura 18 - Armazenamentos de 2009 a 2020 nos subsistemas do SIN

Fonte: (ONS, 2021a)

A previsão de ENA é imprescindível para a realização do planejamento da operação elétrica. Saber a disponibilidade de energia nas usinas hidrelétricas é necessário para que se possa determinar o despacho ótimo ponderando o menor custo e a melhor segurança energética. Os modelos NEWAVE e DECOMP possuem maneiras diferentes de realizar essa projeção principalmente por conta do horizonte temporal que contemplam.

O modelo DECOMP é aplicado à operação em discretizações semanais e é capaz de receber os dados de previsão de vazão para as principais hidrelétricas do SIN gerados a partir dos dados de chuva através dos modelos chuva-vazão (ONS, 2017) e PREVIVAZ (CEPEL, 2020b). Os modelos de transformação chuva-vazão tem por objetivo estimar o deflúvio em um sistema de drenagem qualquer, gerado por um evento de chuva (KAIZER, 2006), e, no setor elétrico a previsão de vazão das usinas é feita através da utilização um modelo chamado SMAP que utiliza como dado de entrada de chuva um conjunto de modelos de previsão. No entanto, conforme metodologia do ONS, os dados de entrada para os modelos chuva-vazão são limitados a um período entre 10 e 15 dias (ONS, 2019b). A realização da previsão de vazão para o resto do horizonte de seis semanas abrangido pelo DECOMP é feita utilizando o modelo PREVIVAZ, desenvolvido para a obtenção de previsões de aflúncias até seis semanas à frente. O modelo considera a série histórica de aflúncias semanais para cada usina hidrelétrica do SIN e seleciona um modelo dentre diversas alternativas estocásticas para realizar a previsão (CEPEL, 2020b). Feita a previsão de vazões para o primeiro mês do horizonte do DECOMP, é utilizado o modelo GEVAZP (CEPEL, 2020c) que gera uma árvore de cenários de previsão de vazão, também de maneira estocástica, para o segundo mês à frente. Para obter uma boa representatividade na previsão, o GEVAZP se utiliza da técnica da Amostragem Seletiva, que consiste em aplicar técnicas de agregação a um grande número de cenários hidrológicos gerados de forma a escolher um conjunto representativo a partir da amostra original (CEPEL, 2020c).

Já o modelo NEWAVE, por trabalhar com um horizonte de cinco anos de planejamento, não utiliza nem previsões de chuva nem vazões determinísticas, as vazões também não são geradas posto a posto por conta da representação do sistema no modelo que é feita através de Reservatórios Equivalentes de Energia. Sendo assim, a maneira de inserir o dado de previsão de vazão no modelo é através da geração de dois mil cenários de Energia Natural Afluente com intervalos mensais para todos os REEs, que simulam diversas aflúncias que poderiam ocorrer no futuro. Cada um dos cenários gerados pelo NEWAVE representa uma série hidrológica mensal gerada através de modelos autorregressivos. Pode-se imaginar que a natureza “sorteou” uma determinada série histórica aleatoriamente, de modo que um novo sorteio resultaria em outra série provavelmente diferente da anterior (MIRANDA et al., 2012). Através desses cenários é possível capturar informações essenciais quanto à probabilidade de distribuição,

parâmetros estatísticos e comportamento estocástico do processo em particular (MUMMEY, 2017).

Assim, o processo estocástico trabalha com uma variável aleatória para cada instante de tempo t (semanal no DECOMP, mensal no NEWAVE), que, no entanto, no caso da chuva e das vazões, geralmente é impossível grande acurácia neste processo a partir do instante $t \geq 5$. Para que seja alcançada o mínimo de acurácia o número total de cenários estocásticos deve crescer exponencialmente conforme o número de estágios T (Shapiro, 2005), no entanto isso acaba sendo computacionalmente inviável por conta da maldição da dimensionalidade (XU et al., 2015).

A correlação espacial entre vazões afluentes de duas usinas hidrelétricas, ou seja, se são linearmente dependentes uma da outra, deve ser bem representada também nas séries sintéticas geradas a partir dos dados observados. Os modelos de planejamento energético preservam essa característica através do vetor de resíduos, no entanto, a amostragem individual que detalha as vazões para um planejamento energético mais eficiente pode prejudicar a correlação entre as usinas (DETZEL; BESSA; MINE, 2013).

4.3 CARGA

Carga é a demanda do sistema em um determinado ponto de interesse, definida por uma ou mais das seguintes grandezas: potência ativa, demanda de energia ativa e demanda de energia reativa (ANEEL, 2020). A carga é o valor de energia a ser atendido pelo sistema, incluindo as perdas na geração e transmissão.

Para representar a variabilidade horária, mesmo em modelos com intervalos de tempo mensais, a carga pode ser dividida por frações de tempo e intensidades em três patamares: pesada, média e leve. O valor máximo de consumo ocorre na carga pesada e é chamado de ponta da carga. O período de carga leve ocorre em horas da madrugada e corresponde ao consumo mínimo, e tem-se também os períodos de carga média, que seria o consumo intermediário entre as variações de carga leve e pesada (ANEEL, 2020).

Os patamares representam o perfil de carga ao longo do dia conforme o comportamento da demanda de energia. A Figura 19 mostra o perfil de carga do dia 14/11/2019 como exemplo, em que a carga pesada seria em torno das 10h às 15h onde a demanda de energia é máxima, o patamar de carga média seria entre 07h e 10h e 15h e

18h em que a demanda começa a subir e cair, respectivamente, e o patamar de carga leve seria nas demais horas do dia em que a demanda é mais baixa.

Figura 19 - Perfil de Carga

Fonte: autora com os dados do (ONS, 2021a)

O termo déficit de carga é utilizado para se referir ao não atendimento de toda a demanda de carga requisitada ao sistema.

Os subsistemas possuem volumes de carga bem distintos. Segundo o Operador Nacional do Sistema Elétrico, a carga consolidada no ano de 2020 por subsistema foi de 38720 MWmed no Sudeste/Centro-oeste, 11664 MWmed no Sul, 10851 MWmed no Nordeste e 5603 MWmed no Norte (ONS, 2021a). Como consequência dessa distribuição do consumo por subsistema, as afluições que ocorrem no Sudeste e o estado inicial dessa região tem mais impacto na operação do que as afluições e o estado inicial dos demais subsistemas.

A temperatura tende a ser mais elevada na ausência de chuva, principalmente quando associada a alguma condição atmosférica que cause um período de estiagem no período úmido, o que leva ao maior uso de aparelhos de refrigeração tanto no âmbito doméstico quanto no âmbito industrial, e eleva consideravelmente a demanda de energia elétrica, ou seja, períodos de estiagem prejudicam duplamente a condição do sistema, tanto pela falta de chuva que contribui para a preservação dos reservatórios, quanto pelo aumento do seu consumo para atendimento da carga elevada.

O aumento da chamada resposta da demanda tem sido um auxílio para o sistema quanto ao crescimento da carga, sobretudo nos horários de ponta. A resposta da demanda consiste em mecanismos para gerenciar o consumo dos clientes em resposta às condições

de oferta das fontes energéticas no SIN, trazendo maior flexibilidade e confiabilidade ao sistema, diminuição dos custos de geração e transmissão, e menor emissão de gases de efeito estufa.

Uma iniciativa que também vem crescendo expressivamente e tem mobilizado esforços na sua medição e controle é a Geração Distribuída que consiste na geração elétrica realizada junto ou próxima dos centros consumidores, evoluindo cada vez mais para contemplar potências menores. A Geração Distribuída contempla a cogeração, geradores que usam como fonte de energia resíduos combustíveis de processo, geradores de emergência, geradores para operação no horário de ponta, painéis fotovoltaicos e Pequenas Centrais Hidrelétricas e possui como principal vantagem a redução de investimentos em transmissão e em perdas nestes sistemas, trazendo maior estabilidade para o fornecimento de energia elétrica. Um desafio para que a Geração Distribuída continue crescendo dentro do sistema é o crescimento no uso de equipamentos de medida, controle e comando que articulem a operação dos geradores e o controle de cargas conforme à oferta de energia. Grande parte da Geração Distribuída vem de fonte solar que em períodos de estiagem quando o fator de insolação é alto por conta da ausência de nuvens, tem maior eficiência sobretudo nos momentos de maior carga decorrente de refrigeração, sendo, portanto, um instrumento de grande auxílio na segurança do sistema quando implementado em larga escala.

4.4 CMO

O custo marginal de operação (CMO) é o custo por unidade de energia produzida para atender a um acréscimo de carga no sistema (ONS, 2021a), ou seja, é o custo da térmica mais cara dentro de uma pilha de térmicas despachadas por ordem crescente de preços, organizando-as da mais barata para a mais cara, que se faz necessária para gerar 1 MWh adicional de energia calculado pela cadeia de modelos NEWAVE, DECOMP e DESSEM, sendo que é o resultado do modelo DESSEM aquele que vai estabelecer a política de operação e o preço da energia. Analogamente, o custo marginal de expansão é o custo unitário para atendimento de uma demanda adicional por meio de uma nova capacidade da próxima usina mais barata com geração em projeto. O custo variável unitário (CVU) é um valor expresso em Reais por Megawatt-hora (R\$/MWh) necessário para cobrir todos os custos operacionais de um empreendimento termoeletrico (ANEEL,

2020) e está diretamente ligado ao preço da energia por representar o valor do custo da térmica.

O PLD - Preço de Liquidação é calculado com base no CMO, contudo, não considera restrições elétricas internas que não impactam a capacidade de intercâmbio entre os submercados, de forma que a energia comercializada seja tratada como igualmente disponível em todos os seus pontos de consumo levando a um preço único por região (CCEE, 2020), e diferentemente do CMO, possui um valor mínimo (“ piso”) e um máximo (“teto”) estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e aplicados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para melhorar a segurança de mercado.

Tanto o PLD como o CMO são calculados em base *ex-ante*, ou seja, são divulgados antes da efetiva geração e entrega da energia para um certo período, pois como não existe estoque de energia, este é um produto que primeiramente é vendido, para depois ser gerado. Sendo assim, como a programação da operação é calculada um dia antes da geração, o preço da energia também é dado com esse intervalo de antecipação.

4.5 VOLATILIDADE DO PLD E SEGURANÇA ENERGÉTICA

Na área financeira, a volatilidade além de ser utilizada como medida de risco, também é uma medida de dispersão dos retornos de um índice de mercado que pode ser medida através de variáveis estatísticas simples como, por exemplo, o maior e o menor valor do índice num determinado período, da média de suas das variações e de sua variância.

A oferta de energia no mercado brasileiro está diretamente ligada à natureza estocástica das afluições, dado que o país possui a maior parte de sua capacidade instalada em usinas hidrelétricas. Como consequência, a formação de preço de curto prazo no atacado apresenta uma incerteza significativa que pode comprometer o retorno esperado da carteira de contratos (ARFUX, 2004). No entanto, a aleatoriedade e volatilidade também podem produzir benefícios para os agentes com capacidade de aprendizado, sobretudo em momentos de crise.

Por conta das flutuações significativas da previsão de chuva para um determinado período, das constantes mudanças regulatórias e das próprias regras de operação de

sistemas não lineares (como a transmissão, por exemplo), é possível dizer que o preço da energia no curto prazo (chamado também de preço “spot”) tem alto grau de volatilidade.

Figura 20 - Oferta de energia térmica

Fonte: Autora com os dados do “deck” do DECOMP mês de junho/2020 RV0

A Figura 20 mostra comportamento dos CVUs conforme incremento de potência térmica instalada. É possível observar que um pequeno incremento de potência disponível no sistema implica em um aumento significativo no preço. A faixa de CVU em que há o maior incremento térmico está entre 100 R\$/MWh e 200 R\$/MWh onde existe um montante de aproximadamente 5000 MW de potência. Para os CVUs mais elevados entre 500 R\$/MWh e 800 R\$/MWh não há um incremento de potência significativo o que colabora com a volatilidade do PLD/CMO.

Um estudo da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP) sugere que os principais fatores que influenciaram na volatilidade do CMO/PLD entre 2014 e 2017 foram a hidrologia, o armazenamento e a disponibilidade de usinas como indicado na Figura 21, sendo que a hidrologia foi responsável por praticamente 52% do impacto no preço e o armazenamento, reflexo da segurança do sistema, por apenas 13%, ou seja, o estado atual da condição dos rios tem muito mais peso do que a condição estrutural do sistema. A carga é o quarto fator que mais influência o CMO/PLD. O próprio modo como a modelagem do sistema foi concebida corrobora para que haja volatilidade, sobretudo pela forte presença de fontes renováveis que por sua vez são intermitentes e são

complementadas por plantas térmicas nos momentos de geração reduzida (AMADEU; BARBOSA, 2020).

A Figura 22 faz a mesma avaliação em relação ao PLD das últimas duas semanas de abril de 2021, em que apesar das aprimorações já sofridas pelo modelo desde 2017, a afluência claramente ainda tem mais impacto que o armazenamento.

Figura 21 - Participação dos fatores de influência na volatilidade do CMO/PLD

Fonte: (CPAMP, 2019a)

Figura 22- Decomposição do PLD Decomp Sudeste e Sul

Fonte: (CCEE, 2021)

Como é possível observar na Figura 23, apesar da predominância da energia hidráulica na capacidade instalada das usinas brasileiras, a sua geração teve sua participação reduzida ao longo dos últimos anos. Entre 2000 e 2010 sua participação na geração foi em torno de 90%, e após setembro de 2012 foi reduzida a valores entre 70%

e 80%, por conta do novo período seco que se iniciou, levando os reservatórios da região Sudeste a níveis consideravelmente baixos (ONS, 2021a).

Figura 23 - Evolução da participação das principais fontes na geração de energia

Fonte: Autora com os dados do (ONS, 2021a)

Figura 24 - Relação PLD Sudeste e Participação energia Hidrelétrica

Fonte: Autora com os dados da (CCEE, 2020; ONS, 2021a)

A Figura 24 mostra a relação existente entre o preço do submercado Sudeste/Centro-Oeste e a participação das hidrelétricas na geração de energia nos últimos três anos. Apesar de existirem outras variáveis influenciando na formação do preço, é possível notar que quanto maior geração hidráulica, menor o preço, enquanto um volume menor de geração eleva o custo da operação. Essa variação no despacho das usinas hidráulicas gera uma oscilação significativa no PLD, como entre janeiro e fevereiro de

2020, ou entre fevereiro e março de 2019 em que a diferença de preço entre um mês e outro chegou a R\$ 150 reais. Como o despacho hídrico é diretamente ligado ao volume de chuvas em determinado período, naturalmente a volatilidade do PLD também está intrinsicamente ligado ao seu comportamento. Por conta do predomínio de fontes renováveis, em períodos de seca severa, nebulosidade, e baixa velocidade dos ventos é necessário despachar térmicas de acionamento rápido, que no Brasil costumam ser caras, o que justifica também certas altas nos preços em operações de curto prazo (AMADEU; BARBOSA, 2020).

Outro fator que corrobora para a volatilidade do PLD no curto e no longo prazo é o cronograma de novas obras, que não deveria ser algo sujeito a incertezas, mas que por concentrar obras hidráulicas predominantemente na Amazônia, acabou sendo afetado com temas ambientais e intervenções judiciais que o deixaram tão incerto quanto o clima. Em 2018 foram registrados preços no teto regulatório e no valor mínimo com o intervalo de apenas 6 meses, o que foi justificada tanto pela elevação das afluições quanto pela entrada em operação de parte das estruturas de transmissão provenientes da usina de Belo Monte. Isso evidencia a elevada sensibilidade do modelo a pequenas variações dos dados de entrada e sinaliza a necessidade de revisão, pois mesmo em situação estrutural não favorável, ele optou pelo despacho hídrico, ampliando o risco futuro de novas crises de abastecimento (NERY, 2019).

A segurança energética pode ser conceituada com três diferentes vertentes: Segurança Energética propriamente dita, que representa a habilidade de um sistema conviver com perturbações elétricas, a Adequação Energética, que é a capacidade do sistema atender às demandas de energia e de potência dos consumidores por todo o tempo, e de Preços, que seria relativa à capacidade do sistema de oferecer facilidade com preços passíveis de serem suportados pela sociedade (HEIDEIER et al., 2015). Este trabalho tem o foco sobretudo em avaliar a primeira e a terceira vertente de segurança energética e suas relações com os modelos de planejamento. A alta volatilidade do preço da energia incorre em preços mais altos de energia, por exemplo, em um instante t o preço da energia é 80 reais, sendo que em $t-1$ o preço era 100, o que implica em uma redução de 20 reais, entretanto, se essa oportunidade de baixa não for aproveitada, em $t+1$ o preço da energia passa a ser 150 reais por conta da sua volatilidade, o que encarece sua aquisição. Portanto, é possível notar que não investir em segurança energética, independentemente de como

ela é representada num sistema, implica também no aumento do risco de volatilidade e consequentemente do preço da energia.

4.6 NEWAVE

O Sistema Interligado Nacional é uma modelagem robusta que contempla a representação de várias fontes de geração de energia, cada qual com sua sazonalidade conforme fonte e região, conectadas à demanda através de cerca de 150.000 km de linhas de extensão, e toda essa operação é supervisionada pelo Operador Nacional do Sistema. A dimensão extraordinária das principais linhas de transmissão brasileiras (o bipolo de Belo Monte, por exemplo, chega a cerca de 2500 km (ANEEL, 2020)), as diversas fontes de energia que compõem o sistema de geração, as diferentes climatologias espalhadas pelo país e a heterogeneidade territorial da demanda brasileira (o submercado sudeste consome muito mais que o submercado norte, por exemplo), fazem que o cálculo do despacho ótimo, ou seja, da melhor forma de operar as usinas objetivando o menor custo e a melhor segurança do sistema seja muito complexo e não intuitivo, pois também engloba o *tradeoff* da água. Portanto, o uso de modelos matemáticos no cálculo da tomada de decisão pode funcionar tanto como ferramenta auxiliar como pode ser usado na definição dos despachos individualizados, já que a modelagem desse sistema tão robusto de geração e transmissão de energia exige constantes estudos e aprimoramentos que nem sempre são triviais para a mente humana. Os modelos matemáticos NEWAVE e DECOMP foram escolhidos pelo operador do sistema como oficiais para o cálculo do planejamento energético até 2020, quando o modelo DESSEM, de programação diária, começou a estabelecer a operação, porém não o preço da energia que só foi definido pelo mesmo a partir de 2021.

Em destaque, o modelo computacional NEWAVE começou a ser utilizado em meados de 2000 quando a Agência Nacional de Energia Elétrica autorizou o Operador Nacional do Sistema Elétrico e o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), que posteriormente se tornou a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), a utilizar o sistema para o planejamento e programação da operação para o cálculo do preço da energia. Em 2001, por conta da crise hídrica, adotou-se a modalidade do programa com racionamento preventivo, que foi desabilitada somente em 2004.

Por conta do objetivo de minimizar o custo da operação do sistema, os modelos visam aproveitar o máximo do potencial hídrico para reduzir o uso das termelétricas,

desde que isso não comprometa os reservatórios a ponto de aumentar o risco de déficit do atendimento futuro, já considerando a expansão prevista para o horizonte contemplado no estudo de planejamento da operação.

A função objetivo do modelo NEWAVE resume o propósito dos modelos de planejamento, conforme é demonstrado:

$$Z_t(X_t, A_t) = \text{Min} \left\{ \sum_{i=1}^{NSIS} \sum_{pc=1}^{NPMC} \left[\sum_{j=1}^{NCLTi} \Psi_{T_{i,j,t}} \cdot g_{T_{i,j,t}} + \sum_{pd=1}^{NPDF} \Psi_{D_{pd}} \cdot def_{i,pc,pd,t} \right] + \frac{1}{1+\delta} \alpha_{t+1} \right\} \quad (2)$$

em que:

Z_t = Valor do custo ótimo da operação no período t (R\$).

X_t = Estado inicial dos armazenamentos (MWmês).

A_t = Conjunto de Afluências (MWmês).

NSIS = Número de subsistemas.

NPMC = Número de patamares de mercado.

$NCLTi$ = Número de classes térmicas no sistema i .

NPDF = Número de patamares de déficit.

$\Psi_{T_{i,j,t}}$ = Custo incremental de geração associado à classe térmica j do subsistema i e período t (R\$/MWh).

$\Psi_{D_{pd}}$ = Custo incremental de déficit associado ao patamar de déficit pd (R\$/MWh).

$g_{T_{i,j,t}}$ = Geração térmica total na classe térmica j do sistema i e estágio t dentro do patamar de carga pc (MWmês).

$def_{i,pc,pd,t}$ = Déficit ocorrido no sistema i e estágio t dentro do patamar de carga pc e patamar de déficit pd (MWmês).

δ = Taxa de desconto monetário.

α_{t+1} = Função de custo esperado futuro relacionado à decisão atual (R\$).

E a equação de atendimento à demanda dada por:

$$\begin{aligned}
GH_{i,t} + \sum GT_{i,t} + (F_t(k,i) - F_t(i,k)) + DEF_{i,t} - EXC_{i,t} \\
= D_{i,t} - EVM_{i,t} - EFIO_{i,t} - \sum GTMIN_{i,t} - EDV_{i,t}
\end{aligned} \tag{3}$$

$GH_{i,t}$ = Energia gerada por usinas hidráulicas no subsistema i (MWmês)

GT_t = Energia gerada por usinas térmicas no subsistema i (MWmês).

F_t = Capacidade de intercâmbio de energia do subsistema i para o subsistema k (ou vice-versa) no estágio t (MWmês).

DEF_t = Déficit de energia no subsistema i no estágio t (MWmês).

EXC_t = Excesso de energia a fio d'água, energia da vazão mínima, geração térmica mínima, geração de pequenas usinas e energia de submotorização no subsistema i no estágio t (MWmês).

D_t = Demanda de energia do subsistema i no estágio t , descontadas a geração de pequenas usinas e a energia de submotorização (MWmês).

EVM_t = Energia de vazão mínima afluyente ao subsistema i durante o estágio t (MWmês).

$EFIO_t$ = Energia fio d'água afluyente ao sistema i durante o estágio t (MWmês).

$GTMIN_t$ = Limite mínimo de geração térmica das usinas no subsistema i no estágio t (MWmês).

EDV_t = Energia de desvio a ser abatida da energia fio d'água no subsistema i durante o estágio t (MWmês).

Logo, com base nas condições hidrológicas, demanda de energia, preços de combustível, expansão do sistema, no custo de déficit, na transmissão e na disponibilidade de usinas é possível através dos modelos de precificação obter os Custos Marginais de Operação (CMO) e o Preço da Liquidação das Diferenças (PLD) para um determinado intervalo de tempo (CCEE, 2020).

4.7 FUNÇÃO DE CUSTO FUTURO

Com o intuito de criar uma estratégia operativa, para cada estado de armazenamento do sistema e afluências que venham a ocorrer, foi criada uma função que retorna o valor

da água armazenada e traz o custo para valor presente, a chamada Função de Custo Futuro (BENDERS, 1962).

O menor valor de custo total de operação é dado pela soma das derivadas das funções de custo presente e futuro. O custo imediato é a despesa incorrida com o combustível que está sendo utilizado no mês devido o despacho de usinas térmicas para atendimento da demanda complementar, enquanto o custo futuro depende das decisões tomadas no tempo presente, conforme representado na Figura 25.

Figura 25 - Cálculo do Custo Total

Fonte: (KLIGERMAN et al., 2005)

Com o volume do armazenamento do SIN tendendo a 0%, o valor da água tende ao custo de déficit, enquanto no caso do volume de armazenamento do SIN tendendo a 100%, o valor da água tende a 0. Portanto, a derivada do custo futuro em relação ao volume armazenado é o valor da água, ou seja, o custo da oportunidade da água que permanecerá estocada. A derivada do custo imediato em relação ao armazenamento representa o custo de geração das usinas térmicas, ou de déficit caso não haja disponibilidade para geração.

A função de custo futuro é calculada através da metodologia chamada “Corte de Benders” que consiste em uma técnica iterativa em que o problema é dividido em dois subproblemas, o Mestre e o Escravo, que na problemática do setor elétrico correspondem ao problema de expansão e operação respectivamente. Sendo assim, a partir de um plano de expansão do sistema, é feito o planejamento da operação através da PDDE. Como resultado do subproblema de operação, obtém-se o custo de operação. A composição de todas as retas calculadas por funções entre armazenamento e custo para cada política operativa irá desenhar a Função de Custo Futuro conforme demonstra a Figura 26.

Figura 26 - Construção da Função de Custo Futuro

Fonte: (CCEE, 2016)

O fato de a função de custo futuro ser linearizada por partes traz vantagens na resolução do problema contudo favorece a volatilidade do PLD. As mudanças de cortes contíguos que compõem a função de custo futuro possuem intersecções dos hiperplanos que ocasionam mudanças significativas no preço da energia ao se passar de um corte de Benders para outro com pequenas variações dos estados de armazenamento ou de tendência hidrológica, já que essas intersecções não são suaves e resultam em derivadas descontínuas (CPAMP, 2019a).

A limitação computacional também é um fator que contribui para a volatilidade do resultado da PDDE, pois por conta da maldição da dimensionalidade é considerado um número limitado de cenários para a determinação da função de custo futuro (FCF). Poucos cenários na geração da FCF implicam na maior probabilidade de se ter dois planos adjacentes de cortes de Benders com inclinações relevantes como mostra a Figura 27.

Figura 27 - Construção da FCF com menos e mais cenários para os cortes de Benders

Fonte: (CPAMP, 2019a)

Existe também o problema do acoplamento do resultado do NEWAVE com o resultado do DECOMP porque a representação temporal e a modelagem do SIN são diferentes entre eles, logo, o valor da água calculado no NEWAVE em discretização

mensal para um agregado de reservatórios é entregue para cálculo da política de operação do DECOMP que possui representação individualizada das usinas em horizonte semanal. É importante destacar também que o NEWAVE não calcula o planejamento em cinco anos móveis de horizonte, ou seja, a cada mês que se passa no cálculo do planejamento, um novo não é adicionado, a modelagem perde um mês em seu horizonte, logo, enquanto nos cálculos de janeiro ele considera o horizonte de cinco anos, nas rodadas de dezembro ele considera 4 anos e 1 mês, sendo que um novo ano é acrescido no cálculo somente quando um ano se encerra.

4.8 PROGRAMAÇÃO DINÂMICA DUAL ESTOCÁSTICA

As variáveis estocásticas contínuas podem ser aproximadas por geração de cenários (XU et al., 2015), logo, os modelos DECOMP E NEWAVE utilizam-se de dois modos distintos para a geração de cenários de aflúências: em árvore e em pente, respectivamente como indicado na Figura 28. O cálculo do Custo Futuro na geração modo pente faz com que as hipóteses não se ramifiquem em cada estágio, logo, cada etapa tem apenas uma função única de custo futuro, sendo assim, ela não teria valor estatístico, sendo equivalente à uma suposição de que o futuro é conhecido. O problema originalmente estocástico pode ser convertido em determinístico (XU et al., 2015)

Figura 28- Esquema de geração de cenários nos modelos NEWAVE e DECOMP

Fonte: (CCEE; ONS, 2006)

A PDDE garante que o custo futuro em cada estado seja o menor valor possível, e é um ótimo recurso para a solução desse tipo problema, pois tem a capacidade de representar problemas de otimização estocástica conforme indicado na Figura 29. Também é calculada a taxa de variação (derivada) do custo futuro nas vizinhanças do estado (armazenamento) em que este foi calculado. Os estados representativos para o cálculo da função de custo futuro são poucos e são selecionados para a otimização da política de operação através de um sorteio a partir de uma distribuição estatística.

Figura 29 - Derivada de custo futuro pelo enfoque pente

Fonte: (CCEE; ONS, 2006)

O modelo NEWAVE além de trabalhar com a geração de cenários no modo pente, ainda se utiliza de duas otimizações, a *forward* e a *backward*. A *forward*, que começa no início do horizonte e termina no último estágio, define os estados não incluindo informações a respeito do custo futuro da operação na primeira iteração e a *backward*, que faz o trajeto inverso, calcula o Custo Futuro e sua derivada. O Custo futuro final e sua derivada são a média dos custos e derivadas fornecidos por cada uma das aberturas.

A natureza estocástica das vazões afluentes geradas nos cenários do NEWAVE faz com que a demanda não seja atendida em todas as séries, o que, portanto, fez necessária a implementação de modelos de risco. No entanto, a existência de um modelo de risco nos modelos de planejamento somente na geração de cenários de afluência e não quanto ao nível do reservatório pode não garantir a segurança energética do sistema interligado como um todo, portanto, existem dois grupos de modelagens de aversão a risco: aquelas que modificam as restrições do problema de otimização e aquelas que modificam a função objetivo do modelo.

Os modelos de aversão a risco são importantes para que o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) não intervenha com medidas heterodoxas aos modelos de otimização para o despacho de usinas elétricas. O custo de despachos de usinas termoeletricas fora da ordem de mérito, ou seja, não contempladas pela política de operação descrita pelos modelos são cobrados como encargos de serviço do sistema (ESS) de todos os agentes do setor, sendo um problema para o consumidor do mercado livre, pois gera um aumento de custo que possui baixa previsibilidade.

A programação dinâmica dual estocástica é um método baseado na aproximação da função de custo futuro de um problema dinâmico estocástico em subproblemas de funções lineares. Essas funções lineares aproximadas são obtidas através da solução dual do problema de otimização em cada estágio que pode ser interpretada por um corte de

Benders na decomposição estocástica e de vários estágios do algoritmo (PEREIRA; PINTO, 1991)

A equação que resume o problema dinâmico dual é:

$$\min c_1x_1 + c_2x_2 \quad (4)$$

Sujeito a: $A_1x_1 \geq b_1$

$$E_1x_1 + A_2x_2 \geq b_2$$

Figura 30 - Esquema da PDDE

Fonte: (PEREIRA; PINTO, 1991)

Conforme a Figura 30, o primeiro estágio da resolução do problema pode ser interpretado pela primeira inequação acima, e o segundo estágio pela segunda inequação. Achado o valor de x_1 na primeira etapa do problema resta encontrar o x_2 que caiba em $E_1x_1 + A_2x_2 \geq b_2$ minimizando c_2x_2 .

Em programação dinâmica c_1x_1 representa o custo imediato da política energética e c_2x_2 seu custo futuro. A função de custo futuro passa para o segundo estágio da programação dinâmica como função das decisões do primeiro estágio em função de x_1 , também definida como variável de estado do problema energético.

4.9 MODELO PAR(p)

Tanto as 2000 séries do NEWAVE que simulam as possíveis afluições mensais em um horizonte de cinco anos, quanto os cenários de afluência posto a posto para o segundo mês do horizonte do DECOMP são simulados através do modelo GEVAZP, que se utiliza do modelo PAR(p) para fazê-lo. O modelo PAR(p) é um modelo periódico e autorregressivo que ajusta para cada série um modelo AR(p), em que p corresponde aos

períodos de defasagem em que a autocorrelação parcial entre as variáveis é significativa. Portanto, a representação do processo estocástico de aflúências no estágio t é dada por:

$$b_t = \varphi_1 b_{t-1} + \varphi_2 b_{t-2} + \dots + \varphi_{pt} b_{t-pt} + \varepsilon_t \quad (5)$$

em que φ é o i -ésimo coeficiente autoregressivo e ε_t é uma série de ruídos aleatórios independentes.

Dessa forma, o GEVAZP gera cenários de aflúência preservando características como a média, a variância, correlações temporais e espaciais posto a posto do processo estocástico original.

Este modelo falha em representar as propriedades do processo mensalmente em escala anual em alguns locais de aproveitamentos hidroelétricos, e tende a atribuir probabilidades excessivamente baixas a secas de longa duração (MACEIRA, 1994). Apesar de representar bem o comportamento sazonal da estrutura de autocorrelação, frequentemente os modelos ajustados tem ordens pequenas, o que prejudica a reprodução da autocorrelação anual, logo, independente da condição inicial, a média dos cenários gerados perde a memória após alguns meses (entre 6 e 12 meses) e com isso a tendência hidrológica persiste por uma quantidade menor de períodos que o esperado (CEPEL, 2021). A proposta do PAR(p)-A é a de incluir um termo adicional na representação das Energias Afluentes passadas com o objetivo de representar melhor as condições hidrológicas críticas de maior duração. Não só, outra motivação para a incorporação do PAR(p)-A no modelo são alterações no comportamento hidrológico nos anos mais recentes, como no caso da REE Itaipu que tem apresentado tendência de elevação da ENA na média anual, em contrapartida ao REE Nordeste que tem apresentado tendência de redução nas médias anuais de ENA (CPAMP, 2021a).

5 MODELOS DE AVERSÃO A RISCO

A incorporação dos modelos de aversão a risco na Programação Dinâmica Dual Estocástica traz ganhos como já foi apresentado em alguns estudos anteriores, além de tornar o processamento computacional mais robusto. A aplicação de modelos de aversão a risco na modelagem do sistema de geração hidrotérmico de energia elétrica da Nova Zelândia mostrou ganhos significativos na redução da probabilidade de obtenção de maus resultados sem comprometer o custo total (PHILPOTT; DE MATOS, 2012). Outro estudo feito para a modelagem do sistema elétrico brasileiro quanto a geração de afluições com o uso do CVaR e sua posterior aplicação no modelo DECOMP mostrou que o uso do modelo de risco proporcionou cenários com maior despacho de termoelétricas e reservatórios mais cheios (KAZAMA, 2017). No entanto, como a análise do risco é feita a partir de cenários estocásticos como no Brasil que apresentam pouca acurácia, é necessário rever seu significativo impacto e seu uso para esse fim (AMADEU; BARBOSA, 2020).

Nem todo risco relacionado à segurança energética necessariamente está associado somente a condições de reservatório. No Equador, por exemplo, a análise de risco está associada a ameaças ou fatores que podem colocar as instalações do sistema elétrico em risco, sobretudo no que diz respeito a desastre naturais minimamente previsíveis como tsunamis, inundações, deslocamento de massas e erupções, sendo mais recente também a incorporação de risco adicional por danos internacionais, como atentados. Os riscos são classificados através de alertas, que por sua vez são definidos conforme o tempo de duração do evento (NERY, 2019).

Já o Reino Unido trata a questão de segurança energética como uma questão global, não só em consequência da sua incapacidade de readquirir autonomia energética, mas também pela influência da perspectiva liberal que tinha o fortalecimento dos mercados internacionais de produtos energéticos como estratégia de mitigação do risco de insegurança energética (TOLEDO FILHO, 2014). Uma forma de mitigar os riscos dos preços encontrado pelo Reino Unido também foi delegar ao regulador o compromisso de acompanhar o poder de manipulação dos geradores sobre os preços de mercado e a abertura do mercado livre de energia para consumidores residenciais, o que proporcionou a queda de 25% dos preços para essa classe (LYRA, 2005).

A Austrália possui uma matriz predominantemente térmica, cujos ativos são parte do governo e parte da iniciativa privada. Ambos organizam o setor através de um pool formado por um conjunto de regras e procedimentos geridos em conjunto com os participantes do mercado e agência reguladora. Em situações extraordinárias quando a segurança do suprimento está comprometida, são utilizadas ferramentas para estabelecer novamente o balanceamento entre oferta e demanda como a gestão de demanda, direcionamento do fornecimento, corte de carga e negociação de reservas. A gestão de demanda se refere a situações em que os consumidores reduzem seus consumos de energia em resposta à uma mudança nas condições de mercado, corte de carga é o desligamento de alguns clientes da rede de abastecimento, direcionamento de fornecimento é a orientação do aumento de geração de certos agentes geradores, e a comercialização de reservas, por fim, diz respeito ao fechamento de contratos de suprimento com geradores emergenciais conectados diretamente a rede de distribuição. A National Electricity Market Management Company Limited (NEMMCO) é uma companhia sem fins lucrativos que foi estabelecida para administrar, desenvolver e melhorar continuamente a eficiência do mercado de energia australiano, e é a responsável por decretar as medidas certas, como as citadas acima, nas situações de risco do sistema (LYRA, 2005).

5.1 CAR

A Curva de Aversão a Risco – CAR – é uma curva bianual unidimensional de armazenamento mínimo por subsistema cujos valores têm como premissa um intercâmbio de energia esperado entre os subsistemas. Foi implementada em 2004 (ONS,2004) no âmbito do Procedimento Operativo de Curto Prazo do ONS (POCP) e elaborada após o racionamento nos anos de 2001 e 2002 estabelecendo níveis de armazenamento considerados necessários para que mesmo em caso de cenários críticos de afluições, não fosse necessário adotar medidas de restrição ao consumo no ano seguinte. A expectativa era de que com a utilização dessa metodologia de risco implementada nos modelos matemáticos incorreria em penalização se não fosse respeitada, e aumentaria o despacho de usinas térmicas visando o aumento do armazenamento de água. O POCP era um conjunto de procedimentos que resultavam em um mecanismo adicional de segurança, cujo objetivo era o de atingir os Níveis Meta calculados pelo ONS ao final do mês de novembro e ratificados pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) para as regiões Sudeste e Nordeste (CCEE, 2020). O POCP foi aprovado pela Resolução

Normativa da ANEEL nº 351 em 2009, e em 2004 a Resolução nº 1 no CNPE já havia estabelecido o critério de garantia de suprimento de energia para o Brasil em que o risco de déficit anual máximo possível seria de 5%. Uma preocupação passou a existir acerca do fato de o nível dos reservatórios possivelmente atingir a CAR, pois mesmo incorporada ao modelo computacional NEWAVE, ela não antecipava para horizontes mais distantes as decisões de despacho de geração térmica e intercâmbios, sobretudo em períodos de maior previsibilidade das afluições (período seco). Ademais, suas premissas poderiam confrontar o que era estabelecido em cada reunião de Planejamento Mensal da Operação (PMO) (ALMEIDA, 2012) a partir de decisões quanto ao despacho fora da ordem de mérito, ou seja, fora do cálculo do modelo. Não só, suas determinações influenciavam na capacidade e previsibilidade do gerador hídrico em utilizar do reservatório de sua usina, o que por sua vez trouxe transtornos quanto a alocação de sua garantia física. A Figura 31 ilustra a problemática da CAR no planejamento de curto prazo.

Figura 31 - Curva de armazenamento violando a CAR

Fonte: (ALMEIDA, 2012)

A metodologia de obtenção da CAR determinava os requisitos mínimos de armazenamento a cada mês a partir do NSPS – Nível mínimo de segurança do sistema ao final do período seco, no sentido inverso do tempo (simulação reversa) através de um balanço energético mensal com os recursos e requisitos de carga, oferta, intercâmbio e afluições definidos. O NSPS representa o valor do nível de armazenamento de energia do subsistema que pode resultar em operação a fio d'água em alguns aproveitamentos, que em decorrência da diversidade hidrológica entre as bacias, não é visualizada na modelagem em subsistemas (na época em que a CAR foi aplicada no modelo matemático, a modelagem das bacias hidrográficas do SIN era feita por subsistema e não por reservatório equivalente).

A CAR era calculada de maneira recursiva no modelo para o horizonte de dois anos com a finalidade de que ao fim do mês de novembro do segundo ano o armazenamento de um determinado subsistema fosse maior que o valor estabelecido de seu total. Sua equação era dada por:

$$EAR_{i,t} = EAR_{i,t-1} - RH_{i,t} + EAA_{i,t} \quad (6)$$

Em que:

$EAR_{i,t}$ = Requisito de armazenamento para o subsistema i no mês t (MWmês).

$EAR_{i,t-1}$ = Requisito de armazenamento para o subsistema i no mês anterior a t (MWmês).

$RH_{i,t}$ = Requisito de geração hidráulica do subsistema i no mês t (MWmês).

$EAA_{i,t}$ = Energia afluyente ao subsistema i ajustada para o mês t de acordo com o armazenamento do mês anterior (MWmês).

Sendo:

$$RH_{i,t} = CE_{i,t} + DA_{i,t} + EVP_{i,t} - GND_{i,t} - SUB_{i,t} + PVM_{i,t} - \sum_{k=1}^{TCL SIS_i} DispT_{k,i,t} - I - \sum_j [RE_{j,i,t} + FE_{j,i,t}] \quad (7)$$

Em que:

$CE_{i,t}$ = Carga de energia (MWmês).

$DA_{i,t}$ = Energia de desvio de água (MWmês).

$EVP_{i,t}$ = Evaporação (MWmês).

$GND_{i,t}$ = Geração prevista das usinas não despachadas centralizadamente (MWmês).

$SUB_{i,t}$ = Energia gerada pelas UHEs submotorizadas (MWmês).

$PVM_{i,t}$ = Perdas por enchimento de volume morto (MWmês).

$TCL SIS_i$ = Total de classes térmicas do subsistema i .

I = Conjunto de interligações conectadas ao subsistema i .

$RE_{j,i,t}$ = Recebimento de energia pelo subsistema i através da interligação j no mês t (MWmês).

$FE_{j,i,t}$ = Fornecimento de energia do subsistema i através da interligação j no mês t (MWmês).

Durante o desenvolvimento da CAR foi sugerido um suplemento ao Valor da água obtido na FCF igual ao do recurso mais caro em caso de violação do nível de armazenamento definido pela curva em cada mês para sinalização da violação no futuro. Porém dessa maneira o valor da água total excedia o custo de racionamento, e sendo assim o cálculo tinha necessidade de ser reformulado conforme indicado na Figura 32, o que não foi tarefa simples já que o valor da água é conhecido somente após a tomada de decisão de despacho. Então foi proposto um processo iterativo em que cada vez que a suplementação é calculada, o despacho é redefinido, dando origem a um novo armazenamento ao final do mês.

Fonte: (KLIGERMAN et al., 2005)

A penalização em caso de violação da curva, portanto, deve ser cara a ponto de ser mais vantajoso, do ponto de vista do modelo, o despacho de térmicas adicionais do que o uso do armazenamento para que o volume mínimo desejado seja mantido. A CAR foi utilizada no modelo NEWAVE entre 2004 e 2013, quando se mostrou ineficiente na sinalização necessária para o aumento do despacho das usinas térmicas, de modo que em dezembro de 2014 foi registrado o pior nível de reservatório do Sudeste até então em 19,31%. Apesar desse valor não violar o estabelecido pela CAR ele é preocupante, porque correspondia na época a 39806 MWmed, enquanto a carga realizada para esse mesmo subsistema nesse mesmo mês foi de 36171 MWmed (ONS, 2020b). Visto que o que foi determinado pelo POCP não estava sinalizando assertivamente o despacho antecipado na política operativa sobretudo devido ao acoplamento temporal, já que os efeitos destes procedimentos não sinalizavam corretamente o estado energético atual do sistema, despachando usinas térmicas mais caras fora da ordem de mérito, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) editou em 6 de março de 2013 a Resolução CNPE nº 3/2013 que estabeleceu diretrizes para a internalização de mecanismos de aversão a risco nos programas computacionais para estudos energéticos e de formação de preço.

5.2 CVaR

Em 2014 foi implementado o CVaR (Valor Condicionado a um dado Risco) e diferentemente da CAR que atuou na política de utilização dos reservatórios, ele atua nos cenários de afluência gerados no NEWAVE. A otimização com o CVaR visa incorporar o custo dos cenários mais críticos no cálculo da política de operação de forma conjunta com a minimização da função objetivo (CPAMP, 2019b). Dessa forma a função objetivo do modelo NEWAVE com o CVaR passa a ser:

$$\min_{x_1} [c_1 x_1 + (1 - \lambda) E[\min_{x_2} c_2 x_2] + \lambda CVaR_{\alpha}[\min_{x_2} c_2 x_2]] \quad (8)$$

Em que:

λ = peso para o CVaR.

x = cenário de afluência.

c = custo relacionado a um determinado cenário de afluência (R\$).

α = percentual mais crítico do total de casos

Figura 33 - Representação gráfica da metodologia VaR

Fonte: (NAZARÉ, 2017)

A função objetivo do NEWAVE recebe mais dois parâmetros, α e λ . O parâmetro α representa o conjunto de menores valores a serem encontrados em uma distribuição qualquer de uma variável aleatória, como indicado na Figura 33. A minimização do valor esperado do custo total de operação passa a ter peso $(1-\lambda)$, e uma parcela adicional referente ao custo dos cenários hidrológicos mais críticos tem peso λ . O conjunto dos cenários hidrológicos mais críticos é identificado por meio de um parâmetro α , que representa o percentual mais crítico do total dos cenários gerados. Dentro do problema da PDDE, primeiramente são resolvidos os subproblemas para todos os cenários *backward* e depois são identificados os $\alpha\%$ maiores valores de custo. Os cortes de Benders são construídos levando em consideração tanto o valor esperado como o CVaR. Um

aperfeiçoamento para o modelo citado por Philpott e Matos é a variação λ ao longo de t conforme as vazões e níveis de armazenamento aumentam ou diminuem (PHILPOTT; DE MATOS, 2012).

Em 2014 quando foi implementado o CVaR os parâmetros α e λ eram definidos em 50% e 40% (CEPEL, 2020d). Em 2018 foi realizado um estudo em que foi verificado que todas as simulações a partir da mudança da topologia do modelo NEWAVE para 12 Reservatórios Equivalentes de Energia indicavam uma Função de Custo Futuro com uma redução abrupta no quarto mês (CPAMP, 2019b). Após uma análise detalhada do problema, o CEPEL chegou à conclusão de que a enorme inflexão do CMO foi consequência da geração de cenários de afluência com valores atipicamente elevados, gerados pelo sorteio de ruídos aleatórios com média expressivamente elevada, cuja probabilidade de ocorrência era bem pequena (CPAMP, 2019c). Visto que não havia nenhum erro de cálculo para que esse efeito acontecesse, focou-se em aprimorar os modelos de risco para atenuar esse efeito, e, portanto, foi feito um estudo de recalibração dos parâmetros do CVaR que definiu o α e o λ para a versão 27 do NEWAVE implementada em 2020 nos valores de 50 e 35 respectivamente, pois tal combinação se saiu melhor nos *backtests* realizados.

No DECOMP os parâmetros de α e λ são aplicados à árvore de cenários gerada pelo modelo estocástico GEVAZP.

5.3 SAR

Outro mecanismo estudado pela CPAMP – Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico foi a Superfície de Aversão a Risco – SAR, que também atua assegurando uma melhor utilização do reservatório dentro dos modelos de energia, sendo uma forma mais acurada e complexa do que a CAR de estabelecer níveis de armazenamento seguros nos subsistemas.

A SAR leva em consideração a operação interligada dos subsistemas ao invés de utilizar níveis individuais, e sua construção pode ser internalizada na função objetivo do NEWAVE. A condição inicial de cada problema SAR é o armazenamento final de cada problema *backward*, e a função só é construída nos cenários de afluências em que ocorre violação do nível estabelecido pela superfície. Na Figura 34 é possível entender como

funciona a construção da superfície de aversão a risco considerando apenas os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste.

Figura 34 - Esquema ilustrativo da região de segurança definida pela SAR

Fonte: (MACEIRA, 2013)

A variável β indica o nível de ocorrência de déficit no futuro (para uma série ou um conjunto de séries hidrológicas pré-estabelecidas) em função dos níveis de armazenamento dos subsistemas e da capacidade de intercâmbio entre eles.

$$\beta(ea_i^\tau) = \min_{z, ea, gh, gt, f} \sum_{i=1}^{NSIS} \left[\sum_{\tau=t+1}^T Z_i^\tau + f_i \right] \quad (9)$$

Sendo:

$$ea_i^{\tau+1} + gh_i^\tau = ea_i^\tau + EAF_i^\tau, \quad i=1, \dots, NSIS$$

$$gh_i^\tau + gt_i^\tau + \sum_{j \in \Omega_i} (f_{j,i}^\tau - f_{i,j}^\tau) + z_i^\tau = D_i^\tau \quad \tau=t+1, \dots, T$$

$$z^\tau, ea^\tau, gh^\tau, gt^\tau, f^\tau \geq 0,$$

$$gt^\tau \leq gt_{max}^\tau,$$

$$ea_i^T + f_i \geq Meta_i^T$$

em que para cada subsistema i :

- gh : geração hidráulica no estágio t (MWmês).
- ea : energia armazenada no estágio t (MWmês).
- gt : geração térmica no estágio t (MWmês).
- EAF : energia afluente no estágio t (MWmês).
- f : intercâmbio entre subsistemas
- z : cenário backward no estágio t

- *Meta*: nível meta de armazenamento para o período T
- *D*: Demanda (MWmês)

A função objetivo minimiza o corte de carga dos subsistemas dado um nível meta, definido pela última inequação, estabelecido para o armazenamento de cada um deles. Uma vez que a SAR é um subproblema interno do NEWAVE, a função do NEWAVE fica:

$$\min_{x^t, \alpha_{t+1}} (c^t)x^t + p_{SAR}\Delta_{SAR} + CF_{t+1} \quad (10)$$

Em que:

$$A_t X^t = b^t - E x^{t-1},$$

$$CF_{t+1} \geq \varpi_l + (\pi^l)^T x^t, \quad l=1, \dots, \Lambda$$

$$\beta(ea^{t+1}) + \Delta_{SAR} \geq 0$$

$$x^t \geq 0$$

Sendo:

x^t = Estado do sistema

c^t = Custo associado ao estado do sistema (R\$)

p_{SAR} = Penalidade em caso de violação da SAR (R\$/MWmed)

Δ_{SAR} = Delta de violação do armazenamento mínimo

CF = Custo Futuro

π = Corte de Benders

A,b,E = Variáveis da equação de balanço hídrico (atendimento à demanda, metas de desvio, limites de variáveis, etc.),

ϖ = Valor esperado dos custos de operação para l cenários.

Para cada estágio t e para cada estado x^t composto pelo armazenamento do sistema e afluições passadas para aquele estágio, é resolvido um subproblema da SAR determinístico com base nos cenários de projeção de afluição. O subproblema verifica se para cada subsistema em cada cenário de afluição o nível meta de armazenamento foi atingido ao final do período T, definido como novembro, pois é o mês que configura o início do período úmido e assim as restrições da SAR serão construídas apenas para os

estados que resultarem na violação desse valor nesse mesmo mês conforme indicado na Figura 35.

Figura 35 - Esquema de funcionamento da função SAR no modelo NEWAVE

Fonte: (MACEIRA, 2013)

A SAR dentro dos modelos computacionais pode ser construída de maneira condicionada ou não ao histórico de afluições passadas. O não condicionamento faz com que ela seja construída com base na série histórica informada ou em uma porcentagem da MLT, e a série hidrológica considerada será a mesma para todos os estados das otimizações *forward* e *backward*. Caso ela seja condicionada, isso será feito em relação aos valores de afluições passadas, portanto, em cada estado e cenário das simulações *forward* e *backward* será considerado um cenário hidrológico diferente no problema SAR. Dessa forma, a função SAR do caso não condicionado é uma função multivariada dos armazenamentos finais, enquanto a função SAR do caso condicionado é uma função multivariada dos armazenamentos finais e das afluições passadas. As equações 11 a 16 pertencem a formulação do caso do subproblema de SAR não condicionada (VASCONCELLOS, 2016).

$$\beta_t = \sum_{t=1}^{T_{sar}} \sum_{isbm=1}^{NSBM} CDEF \times DEF_{t+t}^{isbm} + \sum_{iree=1}^{NREE} P_{sar} \times \delta_{sar}^{iree} \quad (11)$$

Sendo:

$$EARM_{t+t}^{iree} + GH_{t+t}^{iree} + EVERT_{t+t}^{iree} = EARM_{t+t}^{iree} + EAF_{t+t}^{iree} \quad \text{com } t = 1, \dots, T_{sar}^t \text{ e } iree = 1, \dots, NREE \quad (12)$$

$$GH_{t+t}^{iree} + GT_{t+t}^{isbm} + \sum_{jsbm \in \Omega_{isbm}} INT_{t+t}^{jsbm, isbm} + DEF_{t+t}^{isbm} = D_{t+t}^{isbm} \quad \text{com } t = 1, \dots, T_{sar}^t \text{ e } i = 1, \dots, NSBM \quad (13)$$

$$EARM_{t+t}^{iree} + \delta_{sar}^{iree} \geq EARM_{min}^{iree} \text{ com } iree = 1,...,NREE \quad (14)$$

$$GH_{t+t}^{iree} \leq GH_{t+t}^{max,iree}, \quad EARM_{t+t}^{min,iree} \leq EARM_{t+t}^{iree} \leq EARM_{t+t}^{max,iree} \text{ com } t = 1,..., T_{sar}^t \text{ e } iree = 1,...,NREE \quad (15)$$

$$GT_{t+t}^{isbm} \leq GT_{t+t}^{max,isbm}, \quad INT_{t+t}^{jsbm,isbm} \leq INT_{t+t}^{max,jsbm,isbm} \text{ com } t = 1,..., T_{sar}^t \text{ e } i = 1,...,NSBM \quad (16)$$

Sendo:

$iree$ = Reservatório equivalente de energia de um conjunto de reservatórios equivalentes NREE.

GH_{t+t}^{iree} = Geração hidráulica máxima de um determinado REE.

$isbm$ = Submercado de um conjunto e NSBM.

GT_{t+t}^{isbm} = Geração térmica máxima de um determinado submercado.

INT = intercâmbio do submercado $jsbm$ para o submercado $isbm$, identificados pelo conjunto de índices Ω_{isbm} em que valores negativos representam importação de energia.

$EARM_{max/min}$ = Capacidade máxima e mínima respectivamente de armazenamento de um determinado REE.

EAF = Energia afluente em determinado REE.

D = Demanda de energia para cada subsistema.

DEF = Déficit para cada subsistema.

$CDEF$ = Custo unitário de déficit.

P_{sar} = Penalidade associada à violação da restrição de armazenamento mínimo.

β = Função objetivo de minimização da soma do custo de déficit com o custo de violações dos níveis metas finais.

δ_{sar}^{iree} = variável de folga do subproblema SAR.

$EVERT$ = Energia vertida em determinado REE.

Já o subproblema da SAR condicionada é dado pela equação:

Erro! Fonte de referência não encontrada. (17)

em que a modelagem é bem semelhante ao apresentado anteriormente, no entanto, na equação de balanço hídrico é inserida a variável $\varphi_{\tau,t}^{iree}$ referente a τ -ésima afluência passada (VASCONCELLOS, 2016).

Duas questões foram observadas na implementação da metodologia SAR no modelo NEWAVE: a primeira era o tempo computacional elevado, pois a SAR adiciona um subproblema de otimização para cada problema resolvido durante o processo de convergência da PDDE, e a segunda é o valor a ser utilizado na penalidade da SAR, pois nem sempre é possível atender às suas restrições, sendo necessário incluir uma variável de folga que deve ser penalizada na função objetivo o que pode incorrer em acúmulo de penalidade, elevando demais o custo marginal de operação, o que faz com que a escolha do valor da penalização não seja algo intuitivo, embora originalmente a intenção de valor fosse um pouco abaixo do custo do primeiro patamar de déficit (VASCONCELLOS, 2016).

Já no modelo DECOMP, a penalidade considerada na função objetivo pelo não atendimento das restrições da SAR é dada pela penalidade fixa calculada no NEWAVE. A penalidade fixa foi implementada em Junho de 2002, no entanto, após testes realizados foi concluído que ela poderia provocar em diversas situações uma elevação acentuada nos custos marginais de operação dos subsistemas, o que deu origem à “penalidade criativa”, que seria aquela ajustável ao longo das iterações da programação dinâmica dual estocástica a fim de diminuir o efeito cumulativo nos custos marginais de operação, atualmente empregada somente no modelo NEWAVE para a realização do PMO, não sendo estendida ao modelo DECOMP devido a sua complexidade (CPAMP, 2013).

Para ilustrar a construção da SAR, é possível considerar o seguinte exemplo da Tabela 1. Supondo dois REEs, cada um localizado em um subsistema diferente, com intercâmbio entre eles e as seguintes condições:

Tabela 1 - Exemplo para superfície de aversão a risco para 2 subsistemas

(Mwmed)	Subsistema 1		Subsistema 2	
Demanda	50	50	50	50
Afluência	10	5	20	10
Geração Térmica	10	10	20	20
Capacidade máxima de Intercâmbio	10	10	10	10

Fonte: (VASCONCELLOS, 2016)

É possível notar que o subsistema 2 tem melhor afluência e maior geração térmica, de modo que a superfície de aversão a risco a ser construída conforme tais condições é mostrada na Figura 36.

Figura 36 – Superfície de aversão a risco conforme dados da Tabela 1

Fonte: (VASCONCELLOS, 2016)

As curvas que delimitam a SAR são dadas pelo balanço energético $EARM = Demanda - Afluência - Intercâmbio$, em que o ponto P corresponde à situação de completo isolamento dos subsistemas, ou seja, o intercâmbio seria igual a zero, e os armazenamentos mínimos seriam 65 e 30, respectivamente.

5.4 VOLUME MÍNIMO

Em 2020 foi implantada a aversão a risco da operação de reservatórios através do Volume Mínimo Operativo (VminOp), que teve como motivação o agravamento da condição desfavorável do sistema durante a estação seca de 2018, ano em que o CMSE foi obrigado a intervir com ações diferentes das indicadas pelos modelos de planejamento da operação para garantir níveis seguros nos reservatórios das principais bacias

hidrográficas do SIN. Com o objetivo de evitar esse tipo de intervenção foi decidida a adoção tanto de um modelo de aversão a risco no âmbito da operação dos reservatórios definido pelo V_{minOp} , quanto de um modelo de risco que atue nas variáveis de afluência, no caso, o CVaR.

O volume mínimo definido para o Sudeste/Centro-Oeste foi de 10% do armazenamento máximo, para o Sul foi de 30%, para Nordeste foram definidos níveis mínimos de 30% em Três marias e Itaparica e 20% em Sobradinho, o que totaliza 22,5% do armazenamento total do subsistema, e no Norte o nível mínimo foi dado pensando na possibilidade de sempre se manter a geração plena de Tucuruí considerando a cota de cadastro do seu canal de fuga que é igual a 8,6 m, e sendo assim, o volume mínimo operativo para o REE Norte é de 10,7% do armazenamento total com Tucuruí modelado em 23,72% de ser armazenamento máximo (CPAMP, 2019d). Os níveis de volume mínimo são sempre considerados para o fim de novembro de cada ano do horizonte de planejamento por ser considerado o fim do período seco, com a premissa de que a sazonalidade nas diferentes bacias é semelhante, pois caso contrário, se fosse pressuposto que alguma bacia tivesse o final do seu período úmido após essa data, haveria maior probabilidade de se infringir o nível mínimo depois do mês de novembro. Caso em algum cenário de operação haja violação desses valores, será aplicada uma penalização ligeiramente superior ao CVU mais elevado das usinas termoeletricas disponíveis, sendo que a penalização não ocorre para cenários que violarem o volume mínimo em estágios anteriores ao novembro para que não haja acúmulo indevido na penalização com elevada persistência, o que também impactaria no valor da água. O valor da penalidade do volume mínimo está associado ao maior CVU das térmicas para que elas necessariamente sejam requeridas para geração quando o armazenamento previsto pelo modelo de determinado REE for inferior aos níveis mínimos de segurança estabelecidos (CPAMP, 2019d).

Existe uma sinalização do Volume Mínimo Operativo nos estágios anteriores ao mês de penalização através de uma variável definida como “máxima violação” que sofre, a cada estágio, uma atualização econômica pela taxa de desconto mensal:

$$custototal = custoimediato + \frac{1}{1 + taxadescontomensal} custofuturo \quad (18)$$

Onde:

$$taxadescontomensal = \sqrt[12]{(1 + taxadescontoanual)} - 1 \quad (19)$$

Como a máxima violação pode acontecer nos 11 meses anteriores a novembro em que ela será efetivamente contabilizada, se faz necessária a adição de uma condição enquanto a atualização econômica não é internalizada no NEWAVE para assegurar que a decisão de despacho dos recursos siga a ordem crescente de custos (geração térmica, violação do VminOP e déficit):

$$CDEF \geq penalidade \geq (1 + taxadescontomensal)^{11} MAXCVU \quad (20)$$

Em que $MAXCVU$ é o maior custo unitário das térmicas disponíveis ao longo do horizonte de planejamento dos modelos e CDEF é o custo de déficit. Sendo assim a penalidade realizada em novembro na função objetivo do NEWAVE é dada por:

$$penalidade = (1 + taxadescontoanual)^{\frac{11}{12}} \quad (21)$$

A taxa de desconto foi aumentada de 10% para 12% a.a. em 2005 por ser o valor adotado pela Eletrobrás para avaliar a atratividade de projetos hidrelétricos, no entanto, em 2010 os estudos de planejamento da expansão do setor elétrico passaram a utilizar o valor de 8% e não houve atualização no modelo. É necessário ponderar adequadamente a taxa de desconto porque ela não representa somente uma relação de poupança do reservatório, mas também uma relação de risco de disponibilidade energética, pois quanto maior a taxa de desconto, menor em termos absolutos é o valor da água, o que incentiva o consumo imediato de geração hidrelétrica no curto prazo e se posterga o despacho da geração termelétrica (CPAMP, 2021b).

O impacto dessa modelagem de aversão a risco no modelo DECOMP decorre somente através do acoplamento da função de custo futuro do NEWAVE até 2021, entretanto, a partir de 2022 ela será também modelada no DECOMP através de restrições de energia armazenada mínima.

5.5 CARACTERÍSTICAS HIDROLÓGICAS DAS PRINCIPAIS BACIAS DO SIN

Bacia hidrográfica é uma área de captação natural da água de precipitação que faz convergir o escoamento para um único ponto de saída. A bacia hidrográfica compõe-se de um conjunto de superfícies vertentes e de uma rede de drenagem formada por cursos

de água que confluem até resultar em um leito único no seu exutório (PORTO; PORTO, 2008). A gestão das bacias conforme a constituição compete aos três entes federativos, União, Estados e Municípios, visando a gestão compartilhada da água que é um recurso de uso comum, em que os dois primeiros órgãos tem domínio sobre a gestão e o terceiro auxilia nas decisões. A Figura 37 ilustra as principais bacias para o setor elétrico.

Figura 37 - Mapa com as principais bacias hidrográficas para o setor elétrico

Fonte: Autora com os dados do (ONS, 2021a)

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é dividido em quatro subsistemas com a finalidade de melhorar a sua representação nos modelos: Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte.

O Sul tem como principais bacias as do Rio Uruguai, Rio Jacuí e Rio Iguaçu e apresenta chuvas em maior volume entre junho e outubro. A bacia do Iguaçu é a com menor volatilidade de vazão do subsistema por conta das características de parte do seu solo composto por latossolo, que não tem incremento de argila em profundidade, sobretudo na cabeceira (EMBRAPA, 2018) e é responsável pelo maior volume de reservatório do subsistema, uma parcela de 51,21% (ONS, 2021a). Sua jusante, assim como as demais bacias, por terem maior porção de neossolos e cambissolos, que possuem muitas pedras em sua composição, e nitossolos e argissolos que são ricos em argila (EMBRAPA, 2018), possuem maior volatilidade. As vazões dos rios do Sul como

um todo possuem um comportamento muito mais sensível à chuva que os demais subsistemas do SIN e por isso é possível ver na Figura 38 que em muitos momentos não segue a sazonalidade indicada pela média de longo termo (MLT).

O Sudeste/Centro-Oeste é o subsistema mais amplo em território e a variabilidade das vazões nas suas bacias aumenta conforme sua localização mais ao sul do país. As principais bacias do Sudeste são Paranapanema, Tietê, Grande, Paranaíba Paraná e Paraíba do Sul. Sendo assim, as vazões do rio Paranapanema têm comportamento mais aleatório que das bacias do Grande e do Paranaíba. Os principais reservatórios do subsistema se encontram nas bacias dos rios Grande e Paranaíba que juntos compõem 64% do reservatório da região Sudeste (ONS, 2021a). O solo predominante na região Sudeste/Centro-Oeste é o latossolo, sendo que entre as bacias do Rio Tietê e Paraná é possível encontrar argissolo e na bacia do Rio Grande algumas áreas de cambissolo (EMBRAPA, 2018). Os latossolos são solos minerais, homogêneos, sendo geralmente profundos e bem drenados, já os cambissolos possuem drenagem imperfeita e pode haver a ocorrência de pedras na massa do solo, e por fim o argissolo é predominantemente composto por argila em profundidade e possui boa permeabilidade. Na Figura 38 é possível observar que o comportamento da energia natural afluyente das bacias do Sudeste tem padrões de sazonalidade parecidos entre si.

O subsistema Nordeste tem como principal bacia a do Rio São Francisco, que também contempla a maior parte do seu reservatório em 96,90% (ONS, 2021a). A bacia do Rio São Francisco tem chuva em períodos bem definidos, e, portanto, sua vazão sobe significativamente entre novembro e abril. Por conta de suas características geológicas e do fato de ser uma região relativamente mais quente e seca, em períodos secos a vazão tende a cair rapidamente, assim como eleva rapidamente em períodos mais úmidos, resultando em uma sazonalidade com resposta das defluências mais acentuada de que no subsistema Sudeste.

O subsistema Norte tem como principais bacias as dos rios Tocantins e Xingu. Apesar de elevada capacidade instalada, sendo Belo Monte uma usina fio d'água, a bacia do rio Tocantins acaba sendo responsável por compor 94,70% do reservatório do subsistema (ONS, 2021a). Assim como as bacias do Nordeste, as bacias do Norte seguem um padrão bem definido de sazonalidade. Na época de chuvas que consiste predominantemente entre dezembro e abril os reservatórios enchem e o reservatório de Tucuruí, principal da região, é operado através de uma curva guia para gerar e exportar

energia ao máximo para o Sudeste praticamente até seu esgotamento em dezembro, quando retornam as chuvas.

Figura 38- Energia Natural afluyente dos subsistemas no ano de 2018 e MLT

Fonte: Autora com dados do (ONS, 2021a)

É possível perceber complementaridade nos regimes hidrológicos das diversas bacias do SIN ao longo de um ano. Geralmente quando existe maior volume de chuva nas regiões Norte e Nordeste e norte do Sudeste, não existe chuva significativa na região Sul do país e no sul do Sudeste. Assim, se torna necessária a maximização do potencial sazonal de geração hidráulica de cada subsistema para que todos contribuam significativamente em sua melhor época sem onerar o reservatório de nenhuma região. Não obstante, por conta do maior potencial de geração hidráulica e pela maior demanda de carga, a parcela maior da geração sempre fica sobre o Sudeste/Centro-Oeste. Como também chove em diferentes regiões do Sudeste/Centro-Oeste ao longo do ano, seja mais ao sul, ou mais ao norte, ele quase sempre está em condição de exportação de energia para os outros subsistemas.

5.6 APLICAÇÃO DOS MODELOS DE AVERSÃO A RISCO

Desde a implementação dos modelos matemáticos de planejamento da operação, muitos foram os eventos em que a volatilidade do PLD foi alta num curto espaço de tempo, no entanto, nos últimos anos dois eventos recentes merecem destaque.

O primeiro caso ocorreu em 2019, ano em que o único modelo de aversão a risco em vigor no NEWAVE e DECOMP era o CVaR com os parâmetros α em 50% e λ em 40% (CEPEL, 2020d). Entre dezembro de 2018 e janeiro de 2019 não houve chuva significativa nas principais bacias do SIN como pode ser observado na Figura 39, e como consequência as temperaturas foram altas, assim como a carga demandada como demonstrado na Figura 40. O PLD médio do mês para o Sudeste/Centro-Oeste foi de 192,10 R\$/MWh em janeiro (CCEE, 2020), quando a situação de seu reservatório já era crítica configurando o segundo pior nível de armazenamento da história em 27% (ONS, 2021a), o que por sua vez refletiu na modelagem da operação somente em fevereiro, em que foi sinalizado pelos modelos a necessidade de despacho de um volume maior de térmicas, o que causou um aumento expressivo do PLD médio que em fevereiro para esse mesmo subsistema foi de 443,66 R\$/MWh (CCEE, 2020).

Figura 39 - Anomalia de precipitação em dezembro de 2018 e janeiro de 2019

Fonte: (CPTEC, 2020)

Figura 40 - Anomalia de Temperatura Máxima em dezembro de 2018 e janeiro de 2019

Fonte: (CPTEC, 2020)

Figura 41 - Anomalia de precipitação de fevereiro e março de 2019

Fonte: (CPTEC, 2020)

Como indicado pela Figura 41, entre o fim de fevereiro e início de março as chuvas retornaram proporcionando a elevação da vazão dos rios e a possibilidade de replecionamento dos principais reservatórios, que já podiam contar nesse momento com a contribuição de energia exportada do Norte para o Sudeste/Centro-Oeste. O enchimento dos reservatórios do Sudeste/Centro-Oeste se estendeu até junho chegando em 48% do armazenamento máximo (ONS, 2021a), sexto pior reservatório para o subsistema desde 2001. Em junho de 2019 o preço da energia foi 78,52 R\$/MWh (CCEE, 2020), ou seja, o sistema tinha poucas usinas térmicas sendo despachadas por ordem de mérito (por ordem

do modelo) e muita geração hidráulica sendo aproveitada, o que trouxe como consequência também novamente a redução do armazenamento de água e possível comprometimento da segurança do sistema, que neste ano terminou o período seco com 19% de reservatório no Sudeste (ONS, 2021a), o segundo pior registro do histórico desde 2001 em conjunto com o ano de 2017 (ONS, 2021a). A Figura 42 mostra o comportamento dos preços da energia no primeiro semestre do ano de 2019.

Figura 42 - Evolução dos preços no Sudeste entre janeiro e junho de 2019

Fonte: Autora com os dados da (CCEE, 2020).

O segundo caso que merece atenção é o ano de 2020, em que por conta da pandemia de COVID-19 a carga a partir de março sofreu forte redução, como é possível observar na Figura 43, que aliada às fortes chuvas conforme a Figura 44, possibilitaram a obtenção de um significativo replecionamento dos principais reservatórios como mostram a Figura 45 e Figura 46 respectivamente (é importante frisar que apesar do Sudeste/Centro-Oeste ter alcançado como maior nível de armazenamento no ano valor próximo a somente 55% do total do subsistema, foi possível obter uma variação positiva de cerca de 30% de armazenamento no período úmido). Em 2020 os modelos utilizavam o CVaR com α em 50% e λ em 35% e o VminOP em 10% no SE, 30% no S, 22,5% no NE e 10,7% no N.

Figura 43 - Comportamento da carga no ano de 2020

Fonte: Autora com os dados do (ONS, 2020b)

Figura 44 - Anomalias de precipitação nos meses de fevereiro e março

Fonte: (CPTEC, 2020)

Figura 45 - Energia Natural Afluyente dos Submercados no ano de 2020

Fonte: Autora com os dados do (ONS, 2020b)

Figura 46 - Evolução do Armazenamento dos Subsistemas em 2020

Fonte: Autora com os dados do (ONS, 2020b)

No entanto, é possível perceber que todo o volume de reservatório obtido na região Sudeste/Centro-Oeste no período úmido foi utilizado até o fim do período seco e o ano se encerrou com volumes até menores de armazenamento do que havia começado. O interessante é que o PLD médio entre março e setembro desse mesmo ano foi de 83,33 R\$/MWh (CCEE, 2020), o que foi decorrência de uma política de operação

predominantemente hídrica indicada pelos modelos de planejamento, que não considerou a segurança do sistema no longo prazo comprometendo os níveis de reservatório novamente. Em novembro, a representação da criticidade dos reservatórios fica mais evidente para os modelos que novamente despacham na operação um montante elevado de térmicas e ocorre uma alta nos preços, conforme indicado na Figura 47, e apesar de em dezembro não ocorrer variação significativa nos armazenamentos de nenhum subsistema do SIN, a geração hídrica volta a crescer em detrimento da térmica, refletindo na queda do PLD para esse mês. Os custos médios das 2000 séries do NEWAVE para esse ano foram de R\$ 115,03, R\$ 351,51 e R\$377,51 respectivamente em outubro, novembro e dezembro, ou seja, crescente ao longo dos últimos três meses do ano. No entanto, a melhora na condição de chuva no decorrer do mês de dezembro promoveu a queda dos preços nesse mês pelo modelo DECOMP, que no ano de 2020 era o modelo que determinava o preço final da energia, e com isso é possível observar de fato o peso que a afluência tem no cálculo do planejamento em detrimento ao armazenamento.

Figura 47 – Evolução do PLD no ano de 2020 para o Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

Fonte: Autora com os dados da (CCEE, 2020).

A capacidade instalada em 2019 era 4619 MW menor que em 2020, sendo que esse incremento é composto sobretudo por térmicas, eólicas e solares com montantes de 1838 MW, 1753 MW e 814 MW respectivamente (EPE, 2020). As linhas de transmissão em 2019 totalizavam 142196 km de extensão e em 2020 chegaram a 147783 km (ONS, 2020b), e tal expansão se deu no máximo recebimento da região Nordeste, e da máxima

exportação da região Sudeste para Nordeste (ONS, 2019c). A matriz elétrica brasileira apresentou em 2020 estrutura semelhante à de 2019 como é possível observar na Figura 48.

Figura 48 – Comparação da configuração da matriz elétrica do SIN entre 2019 e 2020

Fonte: (EPE, 2020)

Apesar da incorporação do VminOp nos modelos, em 2020, por conta da falta de chuvas houve violação do volume mínimo estabelecido na região Sul entre os meses de dezembro de 2019 e maio de 2020 e entre outubro e dezembro de 2020, sendo que em novembro foi registrado o pior valor do ano em 17,8%, o que levou o CMSE a intervir novamente no sistema orientando que térmicas adicionais fossem despachadas para geração com o objetivo de se reduzir a geração hidráulica, mesmo não sendo essa a política operativa indicada pelos modelos de planejamento. Esse ocorrido fez com que o a implementação do volume mínimo tivesse sua eficácia questionada e aprimoramentos foram propostos, como por exemplo, a implementação de seus valores também no modelo DECOMP e a elevação de seus parâmetros. O motivo pelo qual não houve despacho térmico motivado pela violação dos volumes mínimos é porque o peso da afluência no modelo é muito maior que a condição de reservatório, por exemplo, em março e abril de 2020 apenas 12 cenários das 2000 séries do NEWAVE que geraram cálculo de política operativa apresentaram violação do nível estabelecido no mês de novembro, já no próprio novembro em que houve a violação de fato, 927 cenários resultaram em uma política operativa inferior aos 30% de reservatório estabelecido no Sul e mesmo assim a média do PLD retornado nessas séries foi de R\$ 98.62/MWh. A ENA média calculada pelo NEWAVE para o Sul no mês de novembro foi de 5313 MW, sendo que o que de fato

realizou foram 2039 MW, o que acabou sendo corrigido no modelo DECOMP que por sua vez apresentou preços altos para a política operativa nessas condições.

6 MUDANÇAS PREVISTAS NOS MODELOS

Tendo em vista a iminente crise hídrica que pode ocorrer em 2021/2022, alguns novos estudos relacionados aos modelos de risco e à alguns outros parâmetros foram realizados e mudanças na modelagem devem ser implementadas nos próximos anos.

Em 2021 duas mudanças já foram realizadas: a primeira diz respeito à previsão de vazão no modelo DECOMP que era composta pela previsão do modelo chuva-vazão SMAP na primeira semana e pela previsão do modelo PREVIVAZ nas outras cinco semanas, e agora é composta nas duas primeiras semanas pela previsão do SMAP e nas quatro seguintes pelo modelo PREVIVAZ. O segundo aprimoramento é a atualização da produtividade específica das usinas com base na média representativa dos últimos 10 anos operativos, compatibilizando as variáveis de potência, vazão e queda.

Já para o ano de 2022 serão incorporados os novos valores de Volume Mínimo Operativo que também estará modelado no DECOMP, pois até então, como foi abordado aqui, todos os modelos de aversão a risco no âmbito de reservatórios entravam somente no modelo NEWAVE. Os valores serão declarados como uma restrição hidráulica denominada *hard* para os estágios relativos às semanas do primeiro mês, e *soft* para o estágio relativo ao segundo mês. Uma restrição *hard* deve ser necessariamente atendida, caso não seja, deve ser flexibilizada, enquanto a restrição *soft* quando não atendida incorre em penalidade, não sendo obrigatório seu atendimento. Dentro desse estudo foi feita a análise de se implementar valores de máxima violação do armazenamento, contudo, concluiu-se que esse parâmetro não incorria em ganhos de armazenamento para o sistema, e foi descartado. A equação do Volume Mínimo Operativo no modelo DECOMP pode ser dada pela equação abaixo:

$$\sum_{i \in \omega} F_i EARM_i^t + \Delta_{VMINop}^t \geq VMINop \quad (22)$$

F_i é o fator de participação das energias armazenadas de um REE em um $EARM_i^t$. O termo Δ_{VMINop}^t determina a quantidade de energia não atendida na restrição hidráulica, sendo que esse não atendimento é penalizado na Função Objetivo, gerando custo na operação. (CPAMP, 2021c). Simulações feitas entre janeiro de 2020 e fevereiro de 2021 indicam elevação do nível de armazenamento do SIN em torno de 3% neste horizonte quando comparados os casos com e sem a modelagem de Volume Mínimo Operativo no modelo DECOMP, utilizando os parâmetros novos de armazenamento mínimo de 20%

nos REEs Sudeste, Paraná e Paranapanema, 30% nos REEs Sul e Iguaçu, 23% no REE Nordeste e 20,8% no REE Norte com o nível de Tucuruí em 18% em dezembro. A incorporação do Volume Mínimo no modelo DECOMP foi discutida em conjunto com a recalibração dos parâmetros do modelo CVaR que até o momento do estudo, não irá mudar, permanecendo em $\alpha = 50\%$ e $\lambda = 35\%$

Em janeiro de 2023 deverá entrar no NEWAVE e no DECOMP, se os estudos correrem conforme o previsto em 2022, o modelo par(p)-A na geração de séries sintéticas. O par(p)-A consiste na tendência hidrológica dos p meses mais recentes calculada pelo modelo par(p) com o adicional de uma parcela representando a média das últimas 12 afluições, com o objetivo de representar melhor alterações no comportamento hidrológico dos anos mais recentes. Um estudo encadeado de NEWAVE e DECOMP dos meses de janeiro de 2012 a dezembro de 2015 mostrou existir ganhos com essa nova metodologia em relação à vigente, considerando o CVaR (50,35) (CPAMP, 2021a).

Terá continuidade também o estudo quanto ao valor da taxa de desconto dos modelos, com o objetivo de se adotar uma nova referência em 2023.

7 HIPÓTESES TESTADAS

A principal hipótese testada é a de que os modelos de aversão a risco aplicados aos modelos de planejamento energético de fato funcionam para assegurar que não haja déficit de energia na otimização da política de operação para quase todos os estados do sistema, como demonstrado na Figura 49 em que o resultado da PDDE com aversão a risco apresentou maior nível de reservatório do que aquele sem a modelagem de risco. Uma avaliação quanto ao desempenho dos modelos de aversão ao risco foi feita, assim como a análise da interferência de outras variáveis no resultado final como possíveis erros decorrentes da qualidade dos dados de entrada, a parametrização da taxa de desconto utilizada, da superestimação das produtividades pela linearização da potência das usinas pelo NEWAVE ou até mesmo por anomalias na geração das séries históricas (CPAMP, 2019c).

Figura 49 - Resultado do modelo de PDDE para Q5%, Q95% e para a média com e sem aversão a risco

Fonte: (SHAPIRO et al., 2013)

8 **RESULTADOS OBTIDOS**

A análise dos resultados foi feita a partir da observação dos dados de entrada e de saída dos modelos NEWAVE e DECOMP. Os principais dados de saída que foram analisados são o Custo Marginal, a projeção de reservatório e despacho térmico. Os principais dados de entrada que foram avaliados qualitativamente foram as gerações de cenários de vazões dos rios das hidrelétricas, os modelos que geram suas previsões, e o estado inicial do reservatório. Feita a análise da qualidade do resultado do modelo e de seus valores de entrada, foi possível isolar e avaliar os efeitos dos modelos de aversão a risco anteriormente citados. Os estudos que foram feitos estão listados a seguir:

O Estudo foi conduzido com os decks oficiais da CCEE de janeiro ao mês de dezembro de 2019 e 2020 dos modelos os NEWAVE e DECOMP, não encadeado os resultados, analisando o comportamento da projeção de reservatório e preço usando os três métodos de aversão a risco mais eficientes aqui descritos, CVaR, VminOP e SAR, e suas combinações. Com o objetivo de não se modificar os decks oficiais, os resultados dos casos testados que não resultaram na convergência final da política ótima de planejamento energético foram mantidos. Os casos analisados neste trabalho foram:

- Vmin Atual: Ano de 2019 e 2020 com volume mínimo de 10% do armazenamento máximo (EARMmáx) nos REEs Paraná, Paranapanema e Sudeste, 30% do EARMmáx nos REES do subsistema Sul, 20% do EARMmáx da usina de Sobradinho, 30% do EARMmáx da usina de Itaparica e Três Marias, e 23,72% do EARMmáx da usina de Tucuruí, com penalidade de R\$ 1864,73 estabelecida no ano de 2019 e para o ano de 2020 mantida as originais do deck mês a mês.
- Vmin Sensibilidade: Ano de 2019 e 2020 com volume mínimo de 20% do armazenamento máximo (EARMmáx) nos REEs Paraná, Paranapanema e Sudeste, 40% do EARMmáx nos REEs do subsistema Sul, 20% do EARMmáx da usina de Sobradinho, 30% do EARMmáx da usina de Itaparica e Três Marias, e 23,72% do EARMmáx da usina de Tucuruí, com penalidade de R\$ 1864,73 estabelecida no ano de 2019 e para o ano de 2020 mantida as originais do deck mês a mês.
- VminCVaR5040: Ano de 2019 e 2020 com volume mínimo de 10% do armazenamento máximo (EARMmáx) nos REEs Paraná, Paranapanema e Sudeste, 30% do EARMmáx nos REES do subsistema Sul, 20% do EARMmáx da usina de Sobradinho, 30% do

EARMmáx da usina de Itaparica e Três Marias, e 23,72% do EARMmáx da usina de Tucuruí, e CVaR com $\alpha = 50\%$ e $\lambda = 40\%$, com penalidade de R\$ 1864,73 estabelecida no ano de 2019 e para o ano de 2020 mantida as originais do deck mês a mês.

- VminCVaR5035: Ano de 2019 e 2020 com volume mínimo de 10% do armazenamento máximo (EARMmáx) nos REEs Paraná, Paranapanema e Sudeste, 30% do EARMmáx nos REES do subsistema Sul, 20% do EARMmáx da usina de Sobradinho, 30% do EARMmáx da usina de Itaparica e Três Marias, e 23,72% do EARMmáx da usina de Tucuruí, e CVaR com $\alpha = 50\%$ e $\lambda = 35\%$, com penalidade de R\$ 1864,73 estabelecida no ano de 2019 e para o ano de 2020 mantida as originais do deck mês a mês.

- CVaR5035: Ano de 2019 e 2020 com CVaR com $\alpha = 50\%$ e $\lambda = 35\%$.

- CVaR5040: Ano de 2019 e 2020 CVaR com $\alpha = 50\%$ e $\lambda = 40\%$.

- CVaR5535: Ano de 2019 e 2020 com CVaR com $\alpha = 55\%$ e $\lambda = 35\%$.

- SAR: Ano de 2019 e 2020 com SAR não condicionada ao histórico definida em 10% do armazenamento máximo (EARMmáx) nos REEs Paraná, Paranapanema e Sudeste, 30% do EARMmáx nos REES do subsistema Sul, 22,5% do EARMmáx do REE Nordeste e 10,7% do EARMmáx para o REE Norte com penalidade estabelecida em R\$ 1864,73 ao final do mês de novembro.

- Sem Risco: Ano de 2019 e 2020 sem nenhuma política de risco aplicada.

É importante ressaltar a importância desses dois anos de estudo de caso, pois são os dois anos que antecedem uma possível crise hídrica a se estabelecer no ano de 2021, conforme sugerido pelo ONS na NT-NOS DGL 0093/2021(ONS, 2021c), ratificado pelo Decreto Nº 10.779 que determina que órgãos e entidades do setor elétrico deverão buscar reduzir o consumo de energia entre setembro de 2021 e abril de 2022 (BRASIL, 2021).

O comportamento estocástico da Energia Natural Afluente será analisado no modelo NEWAVE, assim como Energia Armazenada decorrente do cálculo de planejamento. Já o Preço de Liquidação das Diferenças foi analisado como resultado do modelo DECOMP. A energia armazenada e o PLD variam conforme a escolha do modelo de aversão a risco porque eles afetam os cálculos quanto a política de operação ótima do SIN, no entanto, os 2000 cenários de ENA não mudam porque são gerados conforme a tendência hidrológica informada no modelo que não é alterada por eles. A Tabela 2 a Tabela 5

mostram a média das projeções de ENA média dos meses dos 2000 cenários do NEWAVE nas rodadas mensais de 2019, e a Tabela 6 a Tabela 9 são referentes ao ano de 2020, sendo que a última linha das tabelas corresponde a ENA média realizada em cada respectivo mês.

Tabela 2 - Energia Afluente Total Bruta Sudeste/Centro-Oeste 2019

2019	ENERGIA AFLUENTE TOTAL BRUTA - Sudeste											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	63605	69914	67935	54490	40255	32980	26255	21059	20300	23999	31663	48177
Fev		56129	60353	49162	37220	30454	24448	19786	18711	22733	30376	46247
Mar			54646	44808	34472	28379	22766	18497	17276	20681	29429	44585
Abr				48890	36468	30264	24201	19442	18347	22003	30005	46325
Mai					36474	29976	24287	19677	18547	22163	30060	46004
Jun						31504	25278	20390	19300	22798	30588	46430
Jul							24983	19711	18655	22162	29944	45379
Ago								17916	16877	20246	28408	42807
Set									15198	19434	27884	42458
Out										18377	27197	41838
Nov											23037	37691
Dez												34672
Realizado	41746	45982	66045	52370	38360	31080	21944	16402	13754	13864	19805	39474

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 3 - Energia Afluente Total Bruta Sul 2019

2019	ENERGIA AFLUENTE TOTAL BRUTA - Sul											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	6900	8261	7309	6893	8769	10786	11634	10574	12664	13656	9644	7775
Fev		8955	7540	7188	9408	10852	11818	10840	12414	14455	9695	7771
Mar			6767	6482	8616	10780	10895	10285	12289	13956	10114	7686
Abr				7804	9766	11277	12955	10755	12287	14125	9894	8104
Mai					8565	10792	12495	11015	12163	13854	9908	7857
Jun						13641	15925	12144	13078	13884	9744	7898
Jul							18727	13285	13818	14828	9777	7797
Ago								8907	11294	13311	9707	7573
Set									7693	11797	9229	7651
Out										9894	8687	7331
Nov											6484	6538
Dez												7357
Realizado	7316	6603	9479	6650	13958	16313	7055	2855	3283	5364	9279	4489

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 4 - Energia Afluente Total Bruta Nordeste 2019

2019	ENERGIA AFLUENTE TOTAL BRUTA - Nordeste											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	11380	12424	12265	10496	6284	4248	3558	3119	2809	3079	5095	9692
Fev		5197	5379	7115	3978	2964	2686	2395	2203	2444	4276	8796
Mar			3680	6290	3457	2657	2475	2224	2052	2274	4060	8605
Abr				7692	4060	3047	2744	2446	2243	2456	4237	8825
Mai					3428	2802	2597	2321	2143	2362	4086	8585
Jun						3013	2736	2439	2234	2459	4254	8670
Jul							2370	2141	1979	2175	3853	8303
Ago								1678	1469	1642	3106	7535
Set									1373	1506	2939	7493
Out										1389	2795	7448
Nov											1891	6545
Dez												5758
Realizado	5168	3647	6224	6413	4035	2365	1868	1623	1305	1022	1294	4706

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 5 - Energia Afluyente Total Bruta Norte 2019

2019	ENERGIA AFLUYENTE TOTAL BRUTA - Norte											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	19576	23873	26550	25600	19786	11490	5908	3640	2554	2594	4208	8567
Fev		17757	22671	23139	18556	10892	5532	3398	2375	2460	4000	8189
Mar			20769	22788	18109	10604	5248	3225	2274	2372	3997	8158
Abr				23113	18552	10727	5371	3328	2339	2422	4009	8352
Mai					20309	11524	5743	3592	2515	2614	4271	8672
Jun						10716	5679	3561	2503	2492	4071	8302
Jul							4776	3043	2171	2179	3653	7717
Ago								2807	1978	1879	3192	6922
Set									1752	1633	2848	6421
Out										1467	2786	6389
Nov											3307	7220
Dez												6174
Realizado	12172	14902	22438	25662	18055	9026	4418	2503	1566	1762	2599	4403

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 6 - Energia Afluyente Total Bruta Sudeste/Centro-Oeste 2020

2020	ENERGIA AFLUYENTE TOTAL BRUTA - Sudeste											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	58552	66330	65256	52280	38574	31727	25192	20347	19667	23430	31213	47430
Fev	0	61452	63265	50968	38155	31239	24887	20087	19100	23256	30975	46945
Mar	0	0	69272	55062	40757	33476	26413	21218	20380	24429	32360	48589
Abr	0	0	0	54080	40009	32699	26156	20967	20205	24014	31845	49243
Mai	0	0	0	0	36620	30012	24150	19515	18543	22041	30315	46812
Jun	0	0	0	0	0	25392	21174	17465	16544	19994	28622	44397
Jul	0	0	0	0	0	0	20517	17014	16241	19709	28181	43857
Ago	0	0	0	0	0	0	0	16691	15660	18938	27738	42789
Set	0	0	0	0	0	0	0	0	10146	12629	19207	30380
Out	0	0	0	0	0	0	0	0	0	18161	27480	42157
Nov	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	22735	37287
Dez	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	34020
Realizado	49072	74300	70742	47605	31846	25157	20377	17532	13005	12501	18803	30314

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 7 - Energia Afluyente Total Bruta Sul 2020

2020	ENERGIA AFLUYENTE TOTAL BRUTA - Sul											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	6432	7708	6416	6228	8086	10207	10759	10068	12200	13283	9366	7491
Fev	0	5638	5513	5313	7624	9658	10090	9846	11757	13893	9317	7471
Mar	0	0	3779	4069	6518	9327	9133	9383	11563	13352	9733	7384
Abr	0	0	0	3110	5933	8780	8129	8737	11106	13338	9434	7697
Mai	0	0	0	0	4264	7967	7645	8783	10906	13063	9485	7513
Jun	0	0	0	0	0	6289	6518	8274	10862	12700	9177	7571
Jul	0	0	0	0	0	0	6901	8686	11029	13241	9162	7408
Ago	0	0	0	0	0	0	0	11124	12124	13340	9624	7398
Set	0	0	0	0	0	0	0	0	9673	11340	7971	6405
Out	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10514	8746	7217
Nov	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5313	5934
Dez	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4476
Realizado	3384	2730	1848	1047	1752	7103	13265	9758	5065	2756	2040	6964

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 8 - Energia Afluente Total Bruta Nordeste 2020

2020	ENERGIA AFLUENTE TOTAL BRUTA - Nordeste											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	7989	11008	10881	9788	5792	3963	3356	2951	2668	2927	4908	9477
Fev	0	8170	8255	8496	4860	3450	3008	2658	2421	2674	4593	9122
Mar	0	0	11539	10236	6055	4094	3443	3019	2710	2966	5000	9582
Abr	0	0	0	11707	6744	4526	3747	3268	2923	3176	5217	9874
Mai	0	0	0	0	7052	4647	3826	3331	2974	3240	5264	9845
Jun	0	0	0	0	0	4096	3491	3058	2753	3002	4986	9463
Jul	0	0	0	0	0	0	2906	2581	2339	2560	4387	8882
Ago	0	0	0	0	0	0	0	2429	2173	2390	4144	8622
Set	0	0	0	0	0	0	0	0	2075	2249	3913	8308
Out	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2180	3892	8538
Nov	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2765	7389
Dez	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9659
Realizado	5770	11740	14159	11999	5597	3422	2737	2366	1979	1673	4630	4653

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 9 - Energia Afluente Total Bruta Norte 2020

2020	ENERGIA AFLUENTE TOTAL BRUTA - Norte											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	10581	20213	24005	24897	19502	10680	5352	3271	2339	2424	4036	8355
Fev	0	19068	24044	24417	19259	10472	5223	3180	2263	2385	3975	8252
Mar	0	0	23333	24666	18862	10168	5035	3066	2201	2326	3977	8245
Abr	0	0	0	26164	19987	10741	5637	3425	2438	2528	4233	8741
Mai	0	0	0	0	21792	11951	5775	3525	2481	2594	4289	8720
Jun	0	0	0	0	0	13228	6193	3717	2610	2699	4397	8822
Jul	0	0	0	0	0	0	5633	3387	2382	2435	4026	8289
Ago	0	0	0	0	0	0	0	2856	1982	1906	3213	6976
Set	0	0	0	0	0	0	0	0	997	928	1464	3001
Out	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1535	2932	6623
Nov	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2746	6456
Dez	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7662
Realizado	9453	17174	29045	30622	23913	11592	5015	2505	1642	1332	3482	4340

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

É possível notar que existe grande diferença entre os valores verificados de ENA e os valores projetados pelo modelo estocástico do NEWAVE, inclusive para o mês vigente de cada rodada, em janeiro de 2019, por exemplo, a diferença entre o previsto pelo modelo na própria rodada do mês e o realizado para o subsistema Sudeste foi de 21859 MW no ano de 2019 e 9480 MW no ano de 2020. Não só, para todos os subsistemas, os erros absolutos são maiores nos meses de maior MLT, ou seja, no período úmido, do que no período seco em ambos os anos. Na Tabela 2 é possível perceber a diferença entre o valor de 69914 MW que era previsto no modelo NEWAVE para o Sudeste/Centro-Oeste na média dos 2000 cenários de ENA para o mês de fevereiro de 2019 na rodada de janeiro de 2019, a ENA prevista para o mesmo mês na rodada de fevereiro no valor de 56129 MW e o que foi efetivamente verificado como média mês em 45982 MW, o que sem dúvidas corroborou para o salto expressivo nos preços de um mês para o outro como citado anteriormente. A volta das chuvas no período de março faz com que o valor de ENA no Sudeste subisse, dessa forma o realizado fica mais aderente com os valores de previsão das rodadas e o volume de térmicas despachadas torna a cair,

trazendo novamente os preços para baixo, porém solicitando novamente o uso de reservatórios.

A Figura 50 a Figura 53 mostram a média dos 2000 cenários de ENA gerados nas rodadas de NEWAVE de janeiro de 2019 e 2020 para todo o respectivo ano, a média de longo termo e a ENA realizada em todos os subsistemas. Nelas é possível observar que o modelo estocástico de afluições do NEWAVE tende a média no longo prazo, o que fica muito claro sobretudo para o subsistema Sul onde a aleatoriedade dos eventos de precipitação é maior, de modo que a ENA realizada nos anos analisados ficou muito distinta do comportamento indicado pela MLT. Observando o comportamento das ENAs do Sudeste/Centro-Oeste, subsistema que comporta maior volume de reservatórios do SIN, em comparação com o que era esperado pelo modelo, é possível notar que o realizado excede os valores esperados pelo modelo somente em fevereiro e março de 2020, logo, a operação ótima calculada em janeiro permitiu o uso de um volume maior de energia hidráulica do que aquele que seria razoável para a segurança energética, dado que o modelo esperava no futuro um volume de água nos rios que não realizou e foi necessário o uso da água dos reservatórios para atendimento da carga, como é possível observar na análise das projeções de armazenamento feitas pelo NEWAVE.

Figura 50 - Comparação resultado NW janeiro, MLT e realizado - Sudeste

Fonte: Autora

Figura 51 - Comparação resultado NW janeiro, MLT e realizado - Sul

Fonte: Autora

Figura 52 - Comparação resultado NW janeiro, MLT e realizado - Nordeste

Fonte: Autora

Figura 53 - Comparação resultado NW janeiro, MLT e realizado - Norte

Fonte: Autora

A Tabela 10 à Tabela 45 mostram os armazenamentos calculados ao final de cada mês em cada rodada realizada no ano de 2019 com diferentes modelos de aversão a risco para os quatro subsistemas, enquanto a Tabela 46 a Tabela 81 mostram as mesmas projeções, porém para os casos estudados referentes ao ano de 2020. A última linha das tabelas corresponde ao armazenamento realizado em cada subsistema para cada ano.

Tabela 10 - Projeções de Armazenamento para o Sudeste/Centro-Oeste nos casos sem aplicação do modelo de risco para o ano de 2019

2019	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Sudeste - SEM RISCO											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	37.4	50.5	62.4	69.2	71.5	72.2	69.9	65.1	59.7	55.9	54.7	59.4
Fev		33.3	42	48.9	51.7	52.3	50.4	44.9	38.8	34.5	33.2	38.7
Mar			36.1	40.1	41.8	41.6	38.5	33.4	27.2	22.7	21.7	27.3
Abr				47.4	50.1	50.9	47.9	42.1	36	31.4	30.3	36.9
Mai					48.9	49.7	48.2	43.6	37.5	32	29.5	35.6
Jun						49	47.4	42	35.7	30.2	29.4	36.5
Jul							45.8	40.9	34.9	29.7	28.3	35.3
Ago								40	32.5	25.2	22.8	28.2
Set									30.9	23.1	19.4	23.2
Out										24.9	19.8	22.9
Nov											17.1	19.5
Dez												17.9
Realizado	26.8	29.4	40.0	45.1	47.1	47.3	44.9	39.4	31.0	22.4	18.9	20.2

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 11 - Projeções de Armazenamento para o Sudeste/Centro-Oeste nos casos com a SAR como modelo de risco para o ano de 2019

2019	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Sudeste - SAR											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	37.2	50.2	62.5	69.4	71.8	72.4	70.1	64.9	59.1	54.8	53.5	58.8
Fev		33.1	41.7	48.3	51.3	51.9	49.9	44.6	38.6	34.4	33.3	38.9
Mar			36	40.2	41.8	41.9	39	33.7	27.5	22.9	22.1	27.9
Abr				46.9	49.7	50.4	47.3	41.4	35.2	30.3	29.2	35.8
Mai					48.8	49.3	47.6	42.8	36.5	31.2	29.3	34.5
Jun						49.1	48.3	43.6	38.4	33.8	33.2	39.8
Jul							45.9	40.9	34.6	29.4	28.2	34.1
Ago								39.6	31.4	24.5	22.7	27.8
Set									30.5	23.2	20	23
Out										22.6	18.3	21.5
Nov											16.6	18.4
Dez												18.1
Realizado	26.8	29.4	40.0	45.1	47.1	47.3	44.9	39.4	31.0	22.4	18.9	20.2

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 12 - Projeções de Armazenamento para o Sudeste/Centro-Oeste nos casos com CVaR 5535 como modelo de risco para o ano de 2019

2019	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Sudeste - CvAr 5535											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	38	50.6	62.9	69.9	72.6	73.6	71.8	67.5	62.6	58.9	57.6	62.2
Fev		34.2	43.5	50.2	53.4	54.5	53.2	48.5	43.3	39.6	38.9	44.8
Mar			36.4	40.8	42.9	43.5	41.6	37.6	32.4	29	29.2	35.3
Abr				47.9	51.1	52.3	50.1	45	39.5	35.3	35.1	42.5
Mai					49.1	50.3	49	44.4	38.6	34.6	33.9	40.5
Jun						49.5	47.7	42.6	36.4	31.5	31.5	38.5
Jul							46.4	42.1	36.4	32	32	39.2
Ago								41.6	35.5	30.1	28.7	33.6
Set									31.7	25.2	23.1	27.8
Out										25.8	23.6	28.5
Nov											20.5	23.2
Dez												19.6
Realizado	26.8	29.4	40.0	45.1	47.1	47.3	44.9	39.4	31.0	22.4	18.9	20.2

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 13 - Projeções de Armazenamento para o Sudeste/Centro-Oeste nos casos com CVaR 5035 como modelo de risco para o ano de 2019

2019	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Sudeste - CvAR 5035											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	37.8	50.8	63.1	70	72.4	73.3	71.1	66.7	62.2	58.9	57.5	62.3
Fev		34.4	44.1	51.1	54.4	55.5	54.3	49.6	44.3	40.7	40.1	46
Mar			37.5	42.4	44.7	45.3	43.4	39.4	34.1	30.8	31.4	37.7
Abr				47.6	50.8	52.3	50.7	46.3	41.7	38	37.8	45
Mai					49.2	50.5	48.8	44.7	39.5	35.6	34.9	41.4
Jun						49.8	49.4	45	39.7	35.3	35.7	42.8
Jul							46.9	42.9	38.3	34.1	33.1	40.1
Ago								41.6	35	29.6	28.8	34.4
Set									31.8	24.8	22.4	27.6
Out										24.8	22.2	27.1
Nov											21.6	23.8
Dez												19.6
Realizado	26.8	29.4	40.0	45.1	47.1	47.3	44.9	39.4	31.0	22.4	18.9	20.2

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 14 - Projeções de Armazenamento para o Sudeste/Centro-Oeste nos casos com CVaR 5040 como modelo de risco para o ano de 2019

2019	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Sudeste - CvAR 5040											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	38.2	51.2	63.3	70.2	72.9	73.8	71.9	66.9	61.6	58.3	57.6	62.7
Fev		36.2	46.7	54	57.2	58.3	56.9	52.7	47.8	44.5	43.8	49.5
Mar			36.9	42	44.4	45.2	43.5	39.7	34.7	31.6	31.8	37.7
Abr				47.9	50.7	52.1	50.9	46.8	42.2	38.5	37.8	44.4
Mai					49.2	50.4	49.3	45.4	40.3	37	36.5	42.6
Jun						50.6	50.2	46.1	41.4	37.9	39	46.7
Jul							47.3	43.6	38.1	33.1	33.7	41.4
Ago								42.4	37.1	33.2	32.3	37.5
Set									33.1	26.8	25.6	31.4
Out										24.8	22.9	27.6
Nov											21.3	24.6
Dez												20
Realizado	26.8	29.4	40.0	45.1	47.1	47.3	44.9	39.4	31.0	22.4	18.9	20.2

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 15 - Projeções de Armazenamento para o Sudeste/Centro-Oeste nos casos com Volume mínimo atual como modelo de risco para o ano de 2019

2019	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Sudeste - Vmin atual											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	37.3	49.5	61.4	68.3	70.9	71.9	69.8	65.5	60.4	56.3	54.6	59.2
Fev		33	41.5	48.4	51.3	52	49.9	44.5	38.6	34.7	33.8	39.1
Mar			35	39.3	41.1	41.5	38.8	33.9	27.6	23.2	22.6	28.1
Abr				46.3	49.1	50.2	47.3	41.3	35.1	30.6	29.9	36.3
Mai					48.2	49	46.6	40.8	34.6	29.4	28.1	33.9
Jun						49.1	48.7	44.2	38.3	33	31.6	37.2
Jul							45.9	40.9	34.8	29.9	28.5	34.4
Ago								40	32	25	23	27.2
Set									31.7	24.8	21.9	25.4
Out										23	17.9	21
Nov											16.7	17.9
Dez												17.2
Realizado	26.8	29.4	40.0	45.1	47.1	47.3	44.9	39.4	31.0	22.4	18.9	20.2

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 16 - Projeções de Armazenamento para o Sudeste/Centro-Oeste nos casos com Volume mínimo sensibilizado como modelo de risco para o ano de 2019

2019	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Sudeste - Vmin sens											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	36.6	49.1	61.4	68.8	71.5	72.6	70.8	66.4	61.3	57.2	56	60.9
Fev		33.4	42.4	49.6	52.9	53.9	52.3	47.3	41.8	38.2	37.5	43
Mar			35.1	40	42.6	43.5	41.7	37.7	32.6	28.8	28.3	34.1
Abr				46.3	49.4	51.1	49.3	44.2	38.6	34.5	33.8	40.1
Mai					47.9	49	47.5	42.4	36.6	32	31.2	37.2
Jun						49.3	48.8	44.1	38	33.2	32.7	39.1
Jul							46	41.4	35.8	31	29.9	35.7
Ago								41.4	34.3	28.1	26.1	30.4
Set									32	25.7	23.6	27.4
Out										25.1	22	25
Nov											20.5	22.2
Dez												19.9
Realizado	26.8	29.4	40.0	45.1	47.1	47.3	44.9	39.4	31.0	22.4	18.9	20.2

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 17 - Projeções de Armazenamento para o Sudeste/Centro-Oeste nos casos com Volume mínimo atual + CVaR5040 como modelo de risco para o ano de 2019

2019	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Sudeste - Vmin_CvAR 5040											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	38.1	50.5	62.6	69.8	72.7	74	72.3	67.9	63.1	59.7	59	64.2
Fev		35.3	45.2	52.5	55.9	57.2	55.9	51.1	45.9	42.7	42.9	48.7
Mar			36.8	42	44.9	46.1	44.6	41	36.5	33.5	34.1	40.5
Abr				47.5	50.8	52.8	52.1	48	43.4	39.9	39.7	46.3
Mai					48.5	50	49.2	45.3	40.3	37.1	37.2	44.3
Jun						50.7	51.5	49	44.9	40.7	40.4	47
Jul							47.5	44.3	39.2	34.5	34.6	41.6
Ago								42.1	36.3	32	31.2	35.6
Set									32.7	26.5	25.4	30.5
Out										25.4	23.6	27.7
Nov											19.4	22.3
Dez												19.3
Realizado	26.8	29.4	40.0	45.1	47.1	47.3	44.9	39.4	31.0	22.4	18.9	20.2

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 18 - Projeções de Armazenamento para o Sudeste/Centro-Oeste nos casos com Volume mínimo atual + CVaR5035 como modelo de risco para o ano de 2019

2019	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Sudeste - Vmin_CvAR 5035											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	37.1	49.9	62.4	69.6	72.3	73.4	71.6	67.4	62.7	59.4	58.4	63.2
Fev		34.6	44	51.4	55	56.1	54.9	50.1	44.9	41.7	41.7	47.4
Mar			36.7	41.8	44.5	45.6	44.2	40.6	35.6	32.4	32.8	38.9
Abr				46.6	49.7	51.5	50	45.2	40.2	36.4	36	43
Mai					48.4	49.9	48.8	44.4	39.2	35.5	35.3	41.9
Jun						50.5	50.1	46	40.9	36.8	36.9	43.2
Jul							47.5	44.3	39.9	36.5	36	41.2
Ago								41.6	35.3	30.8	30.2	35.1
Set									32.3	25.5	23.6	28.5
Out										24.4	20.9	25.1
Nov											19.8	22.5
Dez												19.4
Realizado	26.8	29.4	40.0	45.1	47.1	47.3	44.9	39.4	31.0	22.4	18.9	20.2

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 19 - Projeções de Armazenamento para o Sul nos casos sem aplicação do modelo de risco para o ano de 2019

2019	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Sul - SEM RISCO											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	59.1	55.1	51.5	51.7	57.1	60.4	62.2	57.5	57.6	64.7	62.4	62.1
Fev		55.8	53.7	45.4	47.9	51.3	49.5	52.2	53.3	59.7	55.1	51.6
Mar			24.1	25.8	30.4	40.7	46.6	45.1	48.4	54.4	49.5	43.8
Abr				33.2	40.9	46	55.4	55.8	54.4	63.2	59.5	55.3
Mai					34.6	44.5	50.5	51.8	52.6	57.8	57.7	52.3
Jun						74.9	78.1	72.1	69.4	74.6	67	59.3
Jul							94.3	85.6	78.4	80.6	71.6	59.4
Ago								59.4	53.2	61.2	59.2	50.3
Set									45.1	56.4	52.5	50.5
Out										33.3	50.1	53.7
Nov											34.4	37.3
Dez												29.5
Realizado	44.7	40.4	46.3	44.0	72.9	88.4	75.8	53.8	42.0	39.5	35.8	29.9

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 20 - Projeções de Armazenamento para o Sul nos casos com a SAR como modelo de risco para o ano de 2019

2019	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Sul - SAR											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	60.5	58.1	51.5	50.6	55.7	59.7	61.2	58.6	59.7	67.6	66.7	64.1
Fev		57.6	56.5	50.1	51.1	56.4	55.6	57	58.3	64.7	58.3	52.9
Mar			26.2	28.1	35.9	45.4	50.3	49.4	52.3	59.2	53.4	44.6
Abr				36.8	43.8	49.7	58.6	58.6	57.8	66.7	62.8	57
Mai					35.7	46	52.4	55.5	56.4	62.4	59.1	56
Jun						74.9	76.5	68.2	63.9	67.6	58.1	46.9
Jul							94.3	85.2	78.6	82.3	74.1	66.1
Ago								63	65.2	74.3	62.4	46.5
Set									47.1	61.8	58.5	46.1
Out										49.4	44.8	37.6
Nov											35.1	30.8
Dez												27
Realizado	44.7	40.4	46.3	44.0	72.9	88.4	75.8	53.8	42.0	39.5	35.8	29.9

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 21 - Projeções de Armazenamento para o Sul nos casos com CVaR 5535 como modelo de risco para o ano de 2019

2019	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Sul - CvAR 5535											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	55.2	57.6	52.9	52.4	55.4	58.9	60.2	54.9	52.1	58.8	57.9	59.5
Fev		53.5	52	50.2	53	58	58.9	63.8	64.9	68.7	62.8	58.5
Mar			33.5	38.5	46.9	56.8	61.4	58	61.7	63.8	55.4	48.9
Abr				30.8	37.2	43.9	51.9	52.1	53.6	66.9	62.9	54.6
Mai					36.1	45.5	51.4	55.9	61.8	68.5	65.8	62.1
Jun						75.7	83.1	80.4	78.8	86.9	80.5	75.5
Jul							94.3	85.7	78.5	79.7	70.3	59.4
Ago								63.4	59.7	64.1	59.2	54.1
Set									51	67.8	63.1	60.9
Out										46.2	41.1	34.9
Nov											17.8	23.5
Dez												35.7
Realizado	44.7	40.4	46.3	44.0	72.9	88.4	75.8	53.8	42.0	39.5	35.8	29.9

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 22 - Projeções de Armazenamento para o Sul nos casos com CVaR 5035 como modelo de risco para o ano de 2019

2019	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Sul - CvAR 5035											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	56.6	56.3	51.8	52.6	58.7	64.3	69.4	68	67	72.2	70.6	69.7
Fev		53.1	49.1	44.5	47.8	53.6	54.3	58.6	61	65.9	60.4	57
Mar			24.6	25.7	33.5	44	49.6	47.1	52.4	56.3	47.8	42
Abr				34.7	42.8	48.5	56.9	59.2	55.5	61.7	53.3	45.8
Mai					35.6	45	52.5	56.9	61.6	67.4	64.7	60.2
Jun						75.5	80.8	76.1	74	79.4	69.2	63.2
Jul							94.3	86.1	79	84	75.5	63.9
Ago								60.8	62.4	68.4	63.2	57.5
Set									51.4	68.9	66	62.2
Out										44.8	44.6	42.5
Nov											13.9	27.9
Dez												25.1
Realizado	44.7	40.4	46.3	44.0	72.9	88.4	75.8	53.8	42.0	39.5	35.8	29.9

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 23 - Projeções de Armazenamento para o Sul nos casos com CVaR 5040 como modelo de risco para o ano de 2019

2019	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Sul - CvAR 5040											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	53.1	53.7	51.6	51.9	56.4	61.1	64.1	61.8	62.3	66.8	65	64.7
Fev		37	26.6	20.3	25.6	32.9	35.1	37.1	38.9	45.6	40.3	36.2
Mar			32.5	33.2	40.3	51.2	56.7	54.9	59.5	62.4	56.7	54.3
Abr				33	44.9	52.9	59.3	57.6	56.4	65.4	63.3	63.2
Mai					36.6	47.9	53.9	55.4	56.9	59.8	56.9	58.2
Jun						72.4	78.1	73.3	72.1	77.4	65.4	55.2
Jul							94.3	86.2	79.5	84.1	72.9	59.7
Ago								60.8	57.6	57	51.6	49.5
Set									40.4	53.3	46.6	40.4
Out										47.8	45.5	42.9
Nov											15.5	20.1
Dez												27.1
Realizado	44.7	40.4	46.3	44.0	72.9	88.4	75.8	53.8	42.0	39.5	35.8	29.9

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 24 - Projeções de Armazenamento para o Sul nos casos com Volume mínimo atual como modelo de risco para o ano de 2019

2019	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Sul - Vmin atual											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	60.1	66.5	63.8	63.5	66.4	67.8	70.5	67.9	66.5	71.8	69.3	69.5
Fev		60.8	61.1	52.3	54.7	59.9	59.8	62.4	62.9	67.2	62	59.5
Mar			39	40.6	47.1	54.9	59.9	57.2	62.3	67.2	61.1	56.2
Abr				44.5	52.8	56.6	64.5	66.6	65.3	72.1	66.9	62.7
Mai					42.9	51.7	57.1	59.9	60.4	67.5	64.4	61.2
Jun						75	79.1	73.1	70.9	75.8	69.8	67.5
Jul							94.3	86.2	78.6	83.5	76.2	68.2
Ago								60.7	62.2	71.3	64.3	56.9
Set									41.5	52.6	48.7	44
Out										49.3	55.2	53.2
Nov											41.5	44.9
Dez												39.7
Realizado	44.7	40.4	46.3	44.0	72.9	88.4	75.8	53.8	42.0	39.5	35.8	29.9

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 25 - Projeções de Armazenamento para o Sul nos casos com Volume mínimo sensibilizado como modelo de risco para o ano de 2019

2019	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Sul - Vmin sens											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	68.1	71.9	67.7	63.7	66.6	68.8	71.2	68.8	67.6	73.1	72.1	72.1
Fev		61.6	62.4	55.5	58.4	63.9	64.9	66.7	67.1	71.1	66	65
Mar			46.8	48.3	53.2	60.7	64.3	62.3	65.9	70.2	64.9	59.8
Abr				47.7	55.5	59.5	65.4	66	65.1	71.4	67.6	65.9
Mai					47.9	58.5	63.1	64.5	65.4	71.3	70.2	68.6
Jun						75.1	78.6	74.1	72	78.4	73.4	69.7
Jul							94.3	85.9	78.7	82.2	74.9	69.3
Ago								60.7	62.2	71.2	66	61.1
Set									54.7	67.8	63.2	59.3
Out										52.5	52.8	53.8
Nov											41.7	45.3
Dez												40.9
Realizado	44.7	40.4	46.3	44.0	72.9	88.4	75.8	53.8	42.0	39.5	35.8	29.9

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 26 - Projeções de Armazenamento para o Sul nos casos com Volume mínimo atual + CVaR5040 como modelo de risco para o ano de 2019

2019	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Sul - Vmin_CvAR 5040											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	56.9	64.5	64.3	63.7	67.6	69.8	72.3	70.2	69.5	75.7	72.9	71.6
Fev		50.4	49.6	46.1	52.5	59.9	60.5	64.1	66.8	71.1	65.3	65.8
Mar			37.2	41.2	47.7	57	62.7	60.5	62.5	66.9	60.6	55.7
Abr				40.5	49.7	55.4	61.5	62.8	60.3	67.1	62.5	60.8
Mai					45.2	56.1	61.9	64.8	69.6	75.7	73.9	67.9
Jun						75.1	79.2	74.1	71.9	79.6	72.5	68.7
Jul							94.4	87.7	82.9	88.6	82.9	76.4
Ago								61.1	60.9	68.7	65.6	65.2
Set									49	65.8	60.4	54.2
Out										51.5	50	48.3
Nov											42.3	44.3
Dez												44.8
Realizado	44.7	40.4	46.3	44.0	72.9	88.4	75.8	53.8	42.0	39.5	35.8	29.9

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 27 - Projeções de Armazenamento para o Sul nos casos com Volume mínimo atual + CVaR5035 como modelo de risco para o ano de 2019

2019	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Sul - Vmin_CvAR 5035											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	64.9	67.8	63.3	62.3	65.9	68.7	70.4	67	66.7	72	70.3	70.7
Fev		56.3	57.8	51.6	54.6	61.2	60.8	63.8	64.8	69.1	62	61
Mar			36.1	39.6	46.5	55.1	60.1	58.5	61.8	66.2	60	54.6
Abr				47.2	58.4	62.6	69.6	70.7	67.3	75.4	71	66.7
Mai					44.9	54.7	59.9	62.7	64.9	70.8	68.1	64.8
Jun						75	78.8	74.3	72	78.4	72	70.7
Jul							94.3	85.6	76.5	76.5	68.4	66.4
Ago								63.6	66.6	76	69.2	65.1
Set									49	67.8	67.2	62.4
Out										51.4	59.2	56.4
Nov											35.7	38.2
Dez												39.4
Realizado	44.7	40.4	46.3	44.0	72.9	88.4	75.8	53.8	42.0	39.5	35.8	29.9

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 28 - Projeções de Armazenamento para o Nordeste nos casos sem aplicação do modelo de risco para o ano de 2019

2019	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Nordeste - SEM RISCO											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	53.5	67.7	73.4	79.1	82.7	82	79.7	76.2	71.9	68.2	62.7	60.8
Fev		44.9	46.7	50.1	50.2	48.2	45	41	36.5	32.7	31.4	33
Mar			43.3	48	47	44.3	40.5	36	31	26.7	25.7	27.2
Abr				60	60.4	58.4	54.9	50.5	45.3	40.8	39.7	38.9
Mai					56.6	54.6	50.8	46.2	41	36.4	35.5	35.2
Jun						55.2	51.7	47.3	42.2	37.7	37.3	40
Jul							51.5	46.5	40.9	35.9	34.5	35.8
Ago								47	40.5	34.4	31.7	30.4
Set									41.9	35.6	32.5	30.7
Out										36.2	31.4	28.7
Nov											33.9	27.9
Dez												35.8
Realizado	42.2	45.1	52.8	57.9	57.9	55.4	52.6	48.6	43.9	38.5	33.7	37.9

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 29 - Projeções de Armazenamento para o Nordeste nos casos com a SAR como modelo de risco para o ano de 2019

2019	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Nordeste - SAR											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	53.7	68.1	74.3	80.3	84	83.4	81.3	78	73.8	70.3	64.8	63.6
Fev		46.2	49.4	55	55.6	54.3	51.8	48.5	44.5	41.1	39.9	42.6
Mar			45.2	51	50.9	49.3	46.6	43.1	39	35.4	35	38.1
Abr				60.6	61.4	60.1	57.2	53.3	48.9	44.8	44.2	45.8
Mai					57.1	55.6	52.6	48.8	44.3	40.2	39.9	43.8
Jun						55.5	52.3	48.2	43.6	39.6	39.5	44.1
Jul							51.5	46.8	41.6	37.2	36.4	39.4
Ago								47.8	42.2	36.9	35.2	38.5
Set									43.3	38.3	36.4	40.2
Out										37.2	34.6	37.3
Nov											36.3	37.9
Dez												36.2
Realizado	42.2	45.1	52.8	57.9	57.9	55.4	52.6	48.6	43.9	38.5	33.7	37.9

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 30 - Projeções de Armazenamento para o Nordeste nos casos com CVaR 5535 como modelo de risco para o ano de 2019

2019	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Nordeste - CvAR 5535											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	53.5	67.7	73.4	79.2	82.8	82.1	79.8	76.3	71.9	68.2	62.7	61
Fev		45.5	47.4	51.5	51.7	49.7	46.4	42.3	37.7	33.9	32.4	34.7
Mar			43.4	48.6	47.8	45.3	41.5	36.9	31.9	27.6	26.7	29.1
Abr				60.1	60.5	58.5	55	50.6	45.4	40.9	39.8	39.1
Mai					56.8	54.8	51.1	46.5	41.2	36.7	35.9	37.2
Jun						55.2	51.8	47.3	42.2	37.9	37.4	39.8
Jul							51.5	46.5	40.9	35.9	34.6	35
Ago								47	40.5	34.5	32	32.3
Set									41.9	35.7	32.7	30.7
Out										36.2	31.4	28.4
Nov											33.4	28.1
Dez												35.3
Realizado	42.2	45.1	52.8	57.9	57.9	55.4	52.6	48.6	43.9	38.5	33.7	37.9

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 31 - Projeções de Armazenamento para o Nordeste nos casos com CVaR 5035 como modelo de risco para o ano de 2019

2019	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Nordeste - CvAR 5035											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	53.5	67.7	73.5	79.2	82.8	82.1	79.9	76.4	72	68.3	62.9	61.3
Fev		45.7	47.7	52	52.2	50.3	47	42.9	38.3	34.5	33.1	36.3
Mar			43.8	49.2	48.7	46.3	42.5	37.9	32.8	28.5	27.5	29.7
Abr				60.1	60.5	58.6	55.1	50.6	45.5	41	39.9	39.6
Mai					56.8	54.9	51.2	46.6	41.4	36.9	36.1	37.7
Jun						55.3	51.8	47.4	42.3	37.8	37.3	39.5
Jul							51.5	46.5	40.9	35.9	34.7	35.6
Ago								47	40.5	34.4	31.8	31.5
Set									41.9	35.6	32.5	31.6
Out										36.2	31.4	30.1
Nov											33.4	28.4
Dez												35.3
Realizado	42.2	45.1	52.8	57.9	57.9	55.4	52.6	48.6	43.9	38.5	33.7	37.9

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 32 - Projeções de Armazenamento para o Nordeste nos casos com CVaR 5040 como modelo de risco para o ano de 2019

2019	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Nordeste - CvAR 5040											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	53.5	67.7	73.5	79.3	82.9	82.2	80	76.5	72	68.3	62.8	61
Fev		45.7	47.8	52.2	52.4	50.5	47.2	43.1	38.5	34.7	33.3	36.2
Mar			44.1	49.7	49.2	46.9	43.2	38.6	33.6	29.3	28.3	30.7
Abr				60.1	60.6	58.7	55.2	50.7	45.6	41.1	40	39.6
Mai					56.8	55	51.3	46.6	41.4	36.9	36	37
Jun						55.2	51.8	47.3	42.3	37.8	37.3	39
Jul							51.5	46.5	40.9	35.9	34.7	38.6
Ago								47	40.5	34.4	31.8	32
Set									41.9	35.6	32.5	30.2
Out										36.2	31.5	29.9
Nov											33.4	28
Dez												35.3
Realizado	42.2	45.1	52.8	57.9	57.9	55.4	52.6	48.6	43.9	38.5	33.7	37.9

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 33 - Projeções de Armazenamento para o Nordeste nos casos com Volume mínimo atual como modelo de risco para o ano de 2019

2019	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Nordeste - Vmin atual											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	53.5	67.8	73.8	79.7	83.4	82.8	80.6	77.2	72.9	69.4	63.9	62.7
Fev		46.1	49.2	54.8	55.4	54	51.4	48.1	44.4	40.9	39.6	42.9
Mar			45	50.8	50.6	48.9	45.9	42.3	38.1	34.3	33.7	37.7
Abr				60.1	60.7	58.9	55.6	51.5	46.7	42.6	41.9	44.1
Mai					56.7	54.7	51.2	46.8	42	37.8	37.5	41.5
Jun						55.4	51.9	47.7	43	38.9	38.9	43
Jul							51.5	46.5	41.1	36.4	35.6	38.9
Ago								47.3	41.4	36.4	34.8	38.7
Set									42	36.5	34.5	36.8
Out										37.5	34.4	36.8
Nov											35.8	37.3
Dez												36
Realizado	42.2	45.1	52.8	57.9	57.9	55.4	52.6	48.6	43.9	38.5	33.7	37.9

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 34 - Projeções de Armazenamento para o Nordeste nos casos com Volume mínimo sensibilizado como modelo de risco para o ano de 2019

2019	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Nordeste - Vmin sens											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	53.5	67.7	73.7	79.7	83.3	82.7	80.5	77.1	72.8	69.3	63.8	62.7
Fev		46.1	49.2	54.7	55.3	53.9	51.3	48	44.1	40.6	39.2	42.4
Mar			45.1	50.8	50.7	48.9	45.9	42.1	37.9	34.1	33.5	36.8
Abr				60.2	60.7	58.8	55.5	51.2	46.3	42.1	41.4	43.1
Mai					56.7	54.7	51	46.6	41.7	37.6	37.2	40.9
Jun						55.2	51.8	47.4	42.4	38.2	37.9	42.3
Jul							51.5	46.5	41	36.3	35.5	39.4
Ago								47	40.6	35.3	33.5	36.9
Set									42	36	33.6	35.7
Out										37.2	33.8	35.1
Nov											34.3	34
Dez												35.8
Realizado	42.2	45.1	52.8	57.9	57.9	55.4	52.6	48.6	43.9	38.5	33.7	37.9

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 35 - Projeções de Armazenamento para o Nordeste nos casos com Volume mínimo atual + CVaR5040 como modelo de risco para o ano de 2019

2019	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Nordeste - Vmin_CvAR 5040											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	53.6	67.9	74	80	83.7	83.1	80.9	77.5	73.2	69.6	64.1	63.4
Fev		46.2	49.4	55.3	55.9	54.7	52.2	48.9	45.1	41.8	40.6	45.6
Mar			45.2	51.3	51.3	49.8	46.9	43.2	39.1	35.4	34.9	40.6
Abr				61	62	60.5	57.2	53	48.1	44	43.2	46.6
Mai					57.5	56.3	52.7	48.3	43.4	39.3	39.1	45
Jun						56.2	52.8	48.5	43.9	40.2	40.5	46.5
Jul							52.2	47.2	41.7	37	36.2	41.7
Ago								47.1	40.8	35.4	34	40
Set									42	36.4	34.4	39.2
Out										37.6	34.7	38.6
Nov											35	37.1
Dez												35.9
Realizado	42.2	45.1	52.8	57.9	57.9	55.4	52.6	48.6	43.9	38.5	33.7	37.9

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 36 - Projeções de Armazenamento para o Nordeste nos casos com Volume mínimo atual + CVaR5035 como modelo de risco para o ano de 2019

2019	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Nordeste - Vmin_CvAR 5035											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	53.6	67.8	73.9	79.9	83.6	83	80.8	77.4	73.1	69.5	64.1	63.3
Fev		46.2	49.4	55.2	55.9	54.6	52.1	48.8	45	41.7	40.5	45.2
Mar			45.2	51.2	51.2	49.6	46.8	43.2	39.1	35.5	35	40.3
Abr				60.8	61.7	60.1	56.8	52.6	47.8	43.6	42.9	46.2
Mai					57.5	56.2	52.7	48.5	43.7	39.6	39.4	45
Jun						55.6	52.2	47.8	43	39	39.1	44.9
Jul							51.7	46.8	41.6	37.5	37.2	42.8
Ago								47.2	41.1	36	34.6	39.9
Set									42.3	36.8	34.8	38.9
Out										37.8	34.8	37.9
Nov											34.9	36
Dez												35.9
Realizado	42.2	45.1	52.8	57.9	57.9	55.4	52.6	48.6	43.9	38.5	33.7	37.9

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 37 - Projeções de Armazenamento para o Norte nos casos sem aplicação do modelo de risco para o ano de 2019

2019	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Norte - SEM RISCO											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	55.4	81.9	93.9	98.6	99.5	99.2	95.1	82.3	63.2	42.4	27.5	37
Fev		39.6	67.4	89.4	95.5	95.1	88	74.2	57	40.3	25.8	27.9
Mar			71.9	94	97.3	96.1	88.4	72.9	53.5	32.3	15.2	18.2
Abr				96.4	98.3	98.3	91.8	79.6	61.1	37.5	16.6	22.3
Mai					97.8	96.7	76	49.3	29	17.4	11.6	16.6
Jun						89.8	90.7	90.3	82.9	72.1	57.1	51
Jul							78.3	77.5	67.7	54.3	40.3	31.3
Ago								71.2	68.6	59.5	40.2	32.7
Set									61.4	56	47.7	46.1
Out										39.9	23.9	20.2
Nov											35.3	33
Dez												16.1
Realizado	30.6	44.4	66.4	70.9	73.6	73.7	71.7	64.7	48.9	29.7	21.0	15.1

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 38 - Projeções de Armazenamento para o Norte nos casos com a SAR como modelo de risco para o ano de 2019

2019	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Norte - SAR											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	55.6	81.9	93.1	97.7	98.8	98.8	96.1	87.3	73.2	57.1	42.6	49.5
Fev		39.4	68.2	88.5	94.2	93.9	87.5	73.1	55.5	37.1	20.8	21.9
Mar			72.6	94.5	97	95.7	89	77.9	61.2	41.5	22.7	22.9
Abr				96.1	98	97.9	93.3	82.8	66.7	48.5	28.1	30.8
Mai					97.3	98.6	81	55.2	37.9	24.8	17.3	21.2
Jun						88.8	81.9	73.8	52.9	32.4	16.8	13.1
Jul							78.5	79.1	71.3	54.5	38	34.3
Ago								71.2	65.2	50.2	34.1	27.1
Set									60.1	43.8	24.6	30.6
Out										47.5	45.4	40.9
Nov											35.4	30.7
Dez												20.1
Realizado	30.6	44.4	66.4	70.9	73.6	73.7	71.7	64.7	48.9	29.7	21.0	15.1

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 39 - Projeções de Armazenamento para o Norte nos casos com CVaR 5535 como modelo de risco para o ano de 2019

2019	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Norte - CvAR 5535											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	55.3	81.8	93.6	98.5	99.4	99	92.6	79.3	61.4	42.8	29.1	39.2
Fev		40	69.8	91.2	96.7	96.2	85.4	67	45.7	29	15.6	19.3
Mar			73.1	95.4	98.1	97.2	87.1	71.3	50.1	28.6	11.4	16.1
Abr				96.6	98.4	99.2	95.5	83.1	62.6	36.9	13.8	20.2
Mai					98.1	99	87.2	69.3	50.1	28.9	13.8	16.3
Jun						89.8	95.3	95.3	92.6	79	58.9	59.9
Jul							78.4	79	74.2	60.9	40	40.1
Ago								66	61.6	46.7	31.3	32.3
Set									60.5	47.2	30.1	30.3
Out										28.1	17.9	16.8
Nov											33.6	38.3
Dez												8.3
Realizado	30.6	44.4	66.4	70.9	73.6	73.7	71.7	64.7	48.9	29.7	21.0	15.1

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 40 - Projeções de Armazenamento para o Norte nos casos com CVaR 5035 como modelo de risco para o ano de 2019

2019	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Norte - CvAR 5035											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	55.3	81.8	93.6	98.4	99.4	99	93.7	77.8	53.8	30.8	16	27.9
Fev		40.1	70	91.4	96.6	96.5	87.5	70.8	51.3	34	20.3	23
Mar			73.2	95.3	98.1	97.5	90.2	76.5	56.5	33.3	13.4	18.6
Abr				96.6	98.4	99.2	89	69.1	46	24.7	8.8	15.7
Mai					98.1	99.5	93.7	71.6	48	27.5	14.2	18.7
Jun						89.8	83.9	79.4	67.6	53.6	35.5	37.2
Jul							78.4	77.7	60.6	41.8	33.2	37.5
Ago								71.2	67.3	55.3	36.1	35.6
Set									61.4	57.2	45.7	41.8
Out										45.6	38.9	30.6
Nov											26.9	28.1
Dez												24
Realizado	30.6	44.4	66.4	70.9	73.6	73.7	71.7	64.7	48.9	29.7	21.0	15.1

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 41 - Projeções de Armazenamento para o Norte nos casos com CVaR 5040 como modelo de risco para o ano de 2019

2019	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Norte - CvAR 5040											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	55.3	81.9	93.7	98.4	99.4	98.7	94.8	88	73.3	53.9	37.8	49.3
Fev		40.2	70.3	91.6	96.7	96.5	90.7	74.1	53.4	34.7	21.9	26.4
Mar			73.7	95.7	98.2	97.1	88.7	72.5	51.4	29	12	17.6
Abr				96.5	98.4	99.1	89.2	72.2	48.3	25	8.7	15.7
Mai					98.1	99.3	90.9	72.8	54.9	35.1	21.6	30.5
Jun						89.8	89	83.9	66.3	42	19	21
Jul							78.5	79.2	77.3	71.1	50.5	39.9
Ago								61.7	49.8	32	17.6	17.8
Set									61.5	55.8	39.3	37.5
Out										45.3	34	35.1
Nov											32.6	36.5
Dez												19.3
Realizado	30.6	44.4	66.4	70.9	73.6	73.7	71.7	64.7	48.9	29.7	21.0	15.1

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 42 - Projeções de Armazenamento para o Norte nos casos com Volume mínimo atual como modelo de risco para o ano de 2019

2019	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Norte - Vmin atual											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	55.3	81.9	93.3	97.9	99	98.5	90.5	71.5	51.3	36.2	23.9	35.5
Fev		38.7	67.2	87.6	93.2	93.1	88.8	77	60.1	43.3	27.3	29.8
Mar			72.4	94.1	96.8	94.8	87.3	75.7	60.3	43.2	26.6	26.5
Abr				96.1	98	97.3	94	85.2	70.6	50.9	29	31.7
Mai					97.6	98.7	93.5	84.3	70.7	57.6	43.9	44.5
Jun						89.7	74.4	62.4	48.1	36.6	26.9	27.1
Jul							78.5	79.3	70.9	51.4	36.2	32.1
Ago								71.2	66.8	53.9	35.8	29.4
Set									58.3	44	25.4	20.7
Out										44.6	41.3	34.8
Nov											31.5	26.3
Dez												20.1
Realizado	30.6	44.4	66.4	70.9	73.6	73.7	71.7	64.7	48.9	29.7	21.0	15.1

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 43 - Projeções de Armazenamento para o Norte nos casos com Volume mínimo sensibilizado como modelo de risco para o ano de 2019

2019	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Norte - Vmin sens											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	55.3	81.9	93.3	98	99.1	98.3	91.2	75.2	57.7	45.1	31	40.7
Fev		39.4	68.1	87.9	93.4	92.8	87.5	77.4	62.5	45.6	30.6	32.5
Mar			72.8	94.7	96.8	94	85.5	70.5	53.3	35.6	21.6	23.9
Abr				96.3	98.1	96.1	88.5	76.3	61.5	44	25.7	30.3
Mai					97.8	97.9	89.2	78.6	65.7	51.4	35.5	34.1
Jun						89.7	79.5	71.6	64.1	49.8	32.9	29.1
Jul							78.5	77.5	67.1	51	37.2	32.3
Ago								67	61.7	48.2	35.9	32.6
Set									53.4	41.2	25.4	24.9
Out										34.3	27.1	26.9
Nov											15.2	18.5
Dez												12.5
Realizado	30.6	44.4	66.4	70.9	73.6	73.7	71.7	64.7	48.9	29.7	21.0	15.1

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 44 - Projeções de Armazenamento para o Norte nos casos com Volume mínimo atual + CVaR5040 como modelo de risco para o ano de 2019

2019	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Norte - Vmin_CvAR 5040											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	55.3	82	93.5	98	99.1	99.2	94.6	82.7	65.2	47	32.8	43.2
Fev		41.3	71.3	90.5	95.5	95.8	93.5	85.7	70.1	54.2	37.3	36.9
Mar			73.5	95.3	97.7	96.9	91.1	78.7	60.7	41.8	26.3	26.9
Abr				96.7	98.4	98.8	89.4	73.5	57.8	39.9	24.9	28.4
Mai					98.2	99.6	97.1	85.7	70.3	50.1	33.3	31.3
Jun						88.4	78	59.6	40.8	28.1	19.7	20
Jul							78.5	79.3	77.7	72.8	57.4	49.6
Ago								71.2	66.9	50.7	37.8	37.8
Set									60.8	54.1	37.6	30.4
Out										35.6	24.2	20.9
Nov											27.4	25.3
Dez												14.8
Realizado	30.6	44.4	66.4	70.9	73.6	73.7	71.7	64.7	48.9	29.7	21.0	15.1

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 45 - Projeções de Armazenamento para o Norte nos casos com Volume mínimo atual + CVaR5035 como modelo de risco para o ano de 2019

2019	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Norte - Vmin_CvAR 5035											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	55.3	81.9	93.4	97.9	99.1	99.1	95.6	82.1	61.5	41.9	26.7	38.3
Fev		41.3	71.3	90.4	95.2	95.5	92.2	81.9	64.9	46.8	30.3	30.4
Mar			73.4	95.3	97.8	96.6	87.2	71.6	53.9	35.1	18.9	20.2
Abr				96.5	98.3	98.9	94.2	85	70.5	51.9	36.4	37.8
Mai					98.1	99.3	96.5	87	73	55.7	41.2	39.8
Jun						89.7	92.8	89.8	81.4	66.1	52.3	53.9
Jul							77.9	75.5	64.6	42.8	30.7	36.7
Ago								71.2	65.6	42.5	28.2	24.3
Set									61.5	56.3	41.6	34.1
Out										44.6	39	36.1
Nov											27.5	27.8
Dez												16.5
Realizado	30.6	44.4	66.4	70.9	73.6	73.7	71.7	64.7	48.9	29.7	21.0	15.1

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 46 - Projeções de Armazenamento para o Sudeste/Centro-Oeste nos casos sem aplicação do modelo de risco para o ano de 2020

2020	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Sudeste - SEM RISCO											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	27.5	39.2	51.8	60.5	64.6	65.6	62.7	57.4	51.2	46.6	45.1	49.4
Fev		33.2	42.5	50.6	54.7	55.3	52.3	46.5	40.2	35.6	34.9	39.8
Mar			52.1	61.3	66.7	68.8	66.3	61.4	55.4	50.8	49.3	53.9
Abr				61.7	68.5	71	69	64.5	58.9	54.3	52.9	58.3
Mai					59.6	61.9	59.6	54.4	48.8	45.4	45.1	51.4
Jun						55.9	52.8	46.5	40.1	36.3	36	41.9
Jul							50.2	45.2	39.8	35.9	34.8	40
Ago								43.4	37.9	33.8	32.5	37.2
Set									38.7	35.5	34.8	38.9
Out										29.7	28.4	32.6
Nov											19.2	19.8
Dez												18.4
Realizado	24.8	39.8	51.2	54.8	55.1	52.9	48.1	42.3	32.9	23.7	17.9	18.7

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 47 - Projeções de Armazenamento para o Sudeste/Centro-Oeste nos casos com a SAR como modelo de risco para o ano de 2020

2020	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Sudeste - SAR											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	27.9	40.3	53.1	62.2	66.7	68.4	66.7	62.7	57.8	53.3	51.2	55.4
Fev		34.5	45.1	53.9	58.5	60.2	58.1	53.3	48.3	45.3	43.5	48.3
Mar			52.1	61.4	66.4	67.2	63.7	57.9	52.7	49.4	47.3	52.4
Abr				62	68.7	69.4	64.9	57.6	50.4	45.1	45.1	52.2
Mai					59.9	62.4	60.1	54.3	48.2	43.4	44.9	52.1
Jun						56.2	53.4	46.8	40.4	35	34.2	40.2
Jul							50.2	45.5	41	36.8	36.3	42.7
Ago								45.3	41.1	38.6	35.8	40.2
Set									37.9	31.8	33.2	40.4
Out										29	28.4	33.9
Nov											17.6	18.9
Dez												18.7
Realizado	24.8	39.8	51.2	54.8	55.1	52.9	48.1	42.3	32.9	23.7	17.9	18.7

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 48 - Projeções de Armazenamento para o Sudeste/Centro-Oeste nos casos com CVaR 5535 como modelo de risco para o ano de 2020

2020	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Sudeste - CvAR 5535											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	28.8	41.9	54.9	63.9	68.1	69.3	66.7	61.4	55.3	50.7	49.9	54.9
Fev		34.5	44.9	53.5	58.1	59.8	57.7	52.4	46.5	42.7	41.9	47.4
Mar			52.5	62.1	68	70.5	68.4	63.2	56.8	52.1	51	56.8
Abr				62	68.8	71.3	69.1	64.5	59.9	56.4	56	61.9
Mai					59.9	62.5	61.3	57.7	52.8	50	50.1	56.6
Jun						55.2	52.5	47.7	41.8	38.5	38.7	44.7
Jul							50.7	46.7	42	38.8	38.3	44.1
Ago								45.2	40.9	38.3	37.6	42.3
Set									39.1	36.3	37.1	42.9
Out										30.5	29.3	33.4
Nov											20.6	22
Dez												19.3
Realizado	24.8	39.8	51.2	54.8	55.1	52.9	48.1	42.3	32.9	23.7	17.9	18.7

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 49 - Projeções de Armazenamento para o Sudeste/Centro-Oeste nos casos com CVaR 5035 como modelo de risco para o ano de 2020

2020	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Sudeste - CvAR 5035											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	28	40.6	53.7	62.8	67.1	68.7	66.7	62.1	56.9	53	52.2	57
Fev		35.4	46.5	55.3	60	61.8	59.8	55	49.4	45.8	45.2	50.7
Mar			52.6	62.2	67.9	70.3	68.5	63.8	58.2	54	53.2	58.6
Abr				61.9	68.6	70.6	68	62.3	56.5	52.3	52.1	58.8
Mai					59.8	62.1	60.1	55.8	51.6	49.4	50.1	56.5
Jun						56.3	54.6	50.6	45.3	42.2	42.2	48
Jul							50.6	46.7	42.3	39.4	39	43.8
Ago								44	39.4	37.1	37	42.6
Set									39.2	36.7	37	42.2
Out										30.6	30	34.4
Nov											20.8	22.4
Dez												19.4
Realizado	24.8	39.8	51.2	54.8	55.1	52.9	48.1	42.3	32.9	23.7	17.9	18.7

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 50 - Projeções de Armazenamento para o Sudeste/Centro-Oeste nos casos com CVaR 5040 como modelo de risco para o ano de 2020

2020	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Sudeste - CvAR 5040											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	28.4	41.5	55	64.1	68.4	70.1	68.4	64.2	58.9	54.6	53.2	57.7
Fev		35.2	46	54.8	59.6	61.6	59.9	55.7	50.8	47.8	47.4	52.5
Mar			52.8	62.5	68.4	71	69.3	65.4	60.4	56.6	56	61.3
Abr				62	68.9	71.9	69.9	65	59.8	55.8	55.1	60.9
Mai					59.7	62.2	60.6	56.9	52.6	50.1	50.3	56.6
Jun						55.8	54	49.8	44.6	41.5	41.5	47.2
Jul							50.4	46.1	41.2	38.3	38.1	43.5
Ago								44.6	40.4	38.3	38.3	43.4
Set									38.9	36.2	36.6	41.9
Out										31.4	31.4	36.2
Nov											20.9	22.6
Dez												19.5
Realizado	24.8	39.8	51.2	54.8	55.1	52.9	48.1	42.3	32.9	23.7	17.9	18.7

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 51 - Projeções de Armazenamento para o Sudeste/Centro-Oeste nos casos com Volume mínimo atual como modelo de risco para o ano de 2020

2020	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Sudeste - Vmin atual											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	26	37.4	49.7	58.2	62.2	63.7	61.7	56.5	50.3	45.9	44.4	49.1
Fev		33.2	42.5	50.7	54.9	56	53.4	48.5	42.7	38.6	37.2	41.9
Mar			52.1	61.2	66.1	67.7	65.2	59.8	53.1	47.9	46.9	51.6
Abr				61.6	68.2	70.6	68.3	63.1	57.1	52.7	51.6	57.3
Mai					59.5	61.6	59.6	55.5	49.7	45.8	45.4	51.6
Jun						55.1	52.6	46.7	40.4	36.3	35.4	40.7
Jul							49.8	45.1	39.9	35.6	34.3	39.8
Ago								43.4	37.6	33.3	32.2	36.7
Set									39	35.2	33.9	38.4
Out										27.9	26	29.9
Nov											17.3	17.4
Dez												17
Realizado	24.8	39.8	51.2	54.8	55.1	52.9	48.1	42.3	32.9	23.7	17.9	18.7

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 52 - Projeções de Armazenamento para o Sudeste/Centro-Oeste nos casos com Volume mínimo sensibilizado como modelo de risco para o ano de 2020

2020	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Sudeste - Vmin sens											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	26.7	38.4	50.8	59.7	64	65.5	63.8	59.2	53.5	48.9	47.5	51.4
Fev		34	43.7	51.9	56.5	57.9	55.3	49.8	43.8	39.6	38.5	43.3
Mar			52.1	61.3	66.7	69	67	62.6	56.9	52.5	51	55.7
Abr				61.5	68.1	69.9	66.9	60.9	54.6	49.7	48.7	55
Mai					59.4	61.5	59.4	55.3	50.1	46.9	46.5	53.1
Jun						55.2	53.1	47.4	41.6	37.7	36.8	42.2
Jul							49.4	44.3	39	35.8	35.2	40.9
Ago								43.3	37.6	33.9	33.2	37.9
Set									38.8	34.8	34.2	39
Out										28.8	27.7	32
Nov											19.4	20.9
Dez												19.2
Realizado	24.8	39.8	51.2	54.8	55.1	52.9	48.1	42.3	32.9	23.7	17.9	18.7

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 53 - Projeções de Armazenamento para o Sudeste/Centro-Oeste nos casos com Volume mínimo atual + CVaR5040 como modelo de risco para o ano de 2020

2020	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Sudeste - Vmin_CvAR 5040											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	28.2	41.2	54.5	63.6	67.9	69.5	67.8	63.6	58.1	53.9	52.8	57.6
Fev		35.2	46.3	55.1	60	62	60.4	56	51	47.4	46.7	52.1
Mar			52.9	62.5	68.4	71.2	70	66.4	61.4	57.3	55.8	60.6
Abr				61.9	68.7	71.3	69.2	63.7	57.8	53.5	52.7	59.6
Mai					59.7	62.1	60.4	56.6	51.9	49.1	49	55.2
Jun						55.6	53.9	49.3	44.4	41.7	41.5	47.1
Jul							50.3	46.2	41.6	38.7	37.9	43.5
Ago								44.3	39.6	36.7	36	40.8
Set									39.2	36.1	35.7	40.7
Out										30.2	29.2	34
Nov											19.1	20.8
Dez												18.9
Realizado	24.8	39.8	51.2	54.8	55.1	52.9	48.1	42.3	32.9	23.7	17.9	18.7

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 54 - Projeções de Armazenamento para o Sudeste/Centro-Oeste nos casos com Volume mínimo atual + CVaR5035 como modelo de risco para o ano de 2020

2020	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Sudeste - Vmin_CvAR 5035											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	27.9	40.7	54	63.1	67.5	69.1	67.2	62.7	57.6	53.8	52.8	57.1
Fev		34.9	45.6	54.4	59.1	60.7	58.9	54.7	49.9	46.5	45.9	51
Mar			52.6	62.2	67.5	69.3	67.8	63.7	57.9	53.6	51.9	56.3
Abr				61.8	68.6	71.2	68.9	63.7	58.3	54.5	54	60.3
Mai					59.5	61.9	59.9	55.5	50.6	47.9	48.1	54.4
Jun						55.6	53.6	48.5	42.8	39.2	38.9	44.7
Jul							49.9	45.1	40.1	37.1	36.6	42.2
Ago								44.6	40	36.5	35.4	40.4
Set									39.3	36.7	36.7	41.9
Out										29.9	28.9	33.4
Nov											18.8	20.1
Dez												18.7
Realizado	24.8	39.8	51.2	54.8	55.1	52.9	48.1	42.3	32.9	23.7	17.9	18.7

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 55 - Projeções de Armazenamento para o Sul nos casos sem aplicação do modelo de risco para o ano de 2020

2020	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Sul - SEM RISCO											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	35.6	40	36.7	38.1	44.6	51.1	56.4	56.6	59.6	64.9	63.4	61
Fev		33.5	39.3	39.7	48.7	58.6	60.5	60.4	58.9	63.3	56.5	52
Mar			22.2	27.8	38.8	52.2	57.9	57.4	59.5	70.7	70.9	70.1
Abr				21.5	34.7	44.1	50.1	52.7	56.9	68.9	70.6	70
Mai					26.5	44.1	47.2	50.8	52.5	57.1	51.5	48.3
Jun						27.2	35.9	41.4	48.4	54.5	49	46.7
Jul							31.5	33.3	32.9	39.8	35.2	33
Ago								64.3	64.3	64	55.8	49.4
Set									52.7	51.9	42.1	39.1
Out										37	30.9	30.9
Nov											11.5	8.8
Dez												4.4
Realizado	23.7	20.3	17.5	15.0	17.3	37.7	58.3	62.8	41.1	24.1	18.2	27.6

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 56 - Projeções de Armazenamento para o Sul nos casos com a SAR como modelo de risco para o ano de 2020

2020	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Sul - SAR											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	40.8	45.1	42	43.6	52.3	59.5	58.6	52.9	54.9	67.2	64.9	63.5
Fev		32	34.7	32.3	43.2	53.5	55.3	55.6	53.9	55.3	58.2	57.2
Mar			22.6	28.4	36.5	49.1	54.2	54.8	56.7	60.7	64.3	59
Abr				18.2	31.4	37.9	43	42.6	38.5	38.9	50.9	55.6
Mai					24	40	42.2	53.2	61.1	82.5	70.8	62.3
Jun						18.4	24.4	26.7	29.7	38.4	43	41.7
Jul							32.9	36.8	30.8	46.6	48.1	40.4
Ago								49.4	44.2	44.6	45.9	35.3
Set									58	69.2	57.2	45.9
Out										50.3	45	34.8
Nov											28.9	19.6
Dez												5.2
Realizado	23.7	20.3	17.5	15.0	17.3	37.7	58.3	62.8	41.1	24.1	18.2	27.6

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 57 - Projeções de Armazenamento para o Sul nos casos com CVaR 5535 como modelo de risco para o ano de 2020

2020	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Sul - CVAR 5535											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	33.6	34.2	32	35.5	45.5	54.4	55.7	51.5	52.2	59.1	58.3	56.8
Fev		34.9	41.1	42.9	53.9	61.9	64.2	65.4	65.3	71.1	69.5	66.6
Mar			22.2	26.4	35.7	47.1	50.6	48.6	52.5	60.8	58.3	54.3
Abr				20.4	34.6	46	53.5	56.4	57.2	68.6	67.5	64.9
Mai					24.7	40.7	34.8	32.6	38	49.7	51.5	49.3
Jun						34.8	40.9	34.1	36.1	43.1	37.6	36.3
Jul							40.8	47.1	48.6	54	47.1	42.7
Ago								49.2	46.7	47.8	42.8	38.7
Set									56.9	57.2	42.7	33.2
Out										36.7	32	35.2
Nov											5.2	7.3
Dez												4.8
Realizado	23.7	20.3	17.5	15.0	17.3	37.7	58.3	62.8	41.1	24.1	18.2	27.6

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 58 - Projeções de Armazenamento para o Sul nos casos com CVaR 5035 como modelo de risco para o ano de 2020

2020	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Sul - CvAR 5035											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	44	52	50.9	52.8	60.5	66.3	67.9	66.7	65.7	68.8	62.7	59.4
Fev		30	31	32.1	43	53.8	57.1	56.9	58.6	66.4	63.1	59.1
Mar			22.4	28.7	40.3	53.9	57.9	57.7	61.7	72.9	73.5	72.1
Abr				21.1	35.4	45.9	50.2	53.2	56	68.6	68	66.4
Mai					25.5	43.9	45.6	50.1	50.8	55.2	49.9	47.7
Jun						24.8	30.8	24.9	30.1	37.4	33.4	31.6
Jul							35.2	40.3	41.4	50.6	47.7	49.1
Ago								64.3	66.7	65.7	53.8	42.7
Set									56	58.4	51.7	49.3
Out										37.8	34.3	38.3
Nov											5.1	6
Dez												5
Realizado	23.7	20.3	17.5	15.0	17.3	37.7	58.3	62.8	41.1	24.1	18.2	27.6

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 59 - Projeções de Armazenamento para o Sul nos casos com CVaR 5040 como modelo de risco para o ano de 2020

2020	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Sul - CvAR 5040											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	38.9	44.7	41.3	44.4	54.6	62.1	63.7	60.3	61.4	69	68	67.2
Fev		34.3	41.3	43.1	54	62.9	65.4	64.9	63.9	67.4	61.5	59.3
Mar			22.4	27.4	39.4	52.6	59	58.2	59.7	64.5	58.9	53
Abr				20.9	34.6	43.6	49.7	53.9	58.1	70.5	72.4	74.3
Mai					26.1	43.5	42.5	42.7	44.7	51.2	50.9	49.8
Jun						31.1	40.5	35.8	39.5	46.2	42.3	41.6
Jul							30.8	28.2	29.1	36.9	33.7	34.1
Ago								57.3	53.8	51.6	41.8	34.6
Set									53.8	53	42.6	42.4
Out										32.5	25.8	27.6
Nov											6.2	7.6
Dez												7.2
Realizado	23.7	20.3	17.5	15.0	17.3	37.7	58.3	62.8	41.1	24.1	18.2	27.6

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 60 - Projeções de Armazenamento para o Sul nos casos com Volume mínimo atual como modelo de risco para o ano de 2020

2020	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Sul - Vmin atual											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	45.9	55.5	51.7	55.1	64.6	69.6	68.3	64.9	66.1	71	68.4	64.4
Fev		36.9	44.6	44.9	52.9	61.7	63	61.6	63	68.6	65.2	61.2
Mar			25.9	32.5	43.7	56.7	62.9	66.4	70.2	76.3	71.9	69.5
Abr				22.9	36.9	49.7	55.2	58.1	62	71.1	68.3	65.8
Mai					28	47.1	48.4	49.5	57.2	64.5	61.2	56.8
Jun						35	45.8	48.8	54.9	60.6	56	50.8
Jul							49.1	60.3	62.2	66.6	58.7	51.7
Ago								59	59.8	61.8	54.3	49.2
Set									58.9	63.9	56.4	53.2
Out										55.2	50.5	47.5
Nov											31.7	33
Dez												25.9
Realizado	23.7	20.3	17.5	15.0	17.3	37.7	58.3	62.8	41.1	24.1	18.2	27.6

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 61 - Projeções de Armazenamento para o Sul nos casos com Volume mínimo sensibilizado como modelo de risco para o ano de 2020

2020	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Sul - Vmin sens											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	46.5	56.3	54.3	55.8	63.3	68.8	69.6	66.7	67.2	72.2	69.7	70.1
Fev		38.2	46.9	48.7	56	63.9	66.1	65.9	67.3	72.2	68.7	66.8
Mar			26.2	32.9	44.6	57.4	60.8	59.9	64.3	73.5	73.1	73.1
Abr				23.2	37.2	51.2	60.1	66.8	70.3	78.7	77.7	73.7
Mai					28.3	47.8	50.8	53.1	56.8	63.4	60.4	57.1
Jun						34.8	45.9	51.2	55.8	63.4	60.5	57.2
Jul							45.3	54.7	56.4	60.5	56.2	52.8
Ago								64	67.9	69.1	60.9	55.4
Set									60.3	70.5	61	59
Out										55.8	53.6	50.6
Nov											33.6	38.7
Dez												27.5
Realizado	23.7	20.3	17.5	15.0	17.3	37.7	58.3	62.8	41.1	24.1	18.2	27.6

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 62 - Projeções de Armazenamento para o Sul nos casos com Volume mínimo atual + CVaR5040 como modelo de risco para o ano de 2020

2020	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Sul - Vmin_CvAR 5040											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	43.8	50.5	47.9	51.1	61	68.4	69	64.5	66.2	74	72.6	71.2
Fev		36.9	41.6	44	54.1	62.1	61.8	60.9	61.5	69.1	66.6	63.8
Mar			26	32.1	42.7	55	58.5	59.5	62.2	70.5	69.1	67.1
Abr				22.9	37.1	50.5	58.4	63.8	66.5	76.9	77.7	75.2
Mai					27.6	45.8	46.7	48.7	54.8	63.2	63.7	63
Jun						34.2	45.6	48	52.8	59.2	54	51.3
Jul							45.4	52.2	55.4	59.5	53.6	48.5
Ago								62.7	65.4	66.2	57.8	52.4
Set									60.4	64.3	56.1	54
Out										44	43.8	41.6
Nov											29.6	31.9
Dez												25.6
Realizado	23.7	20.3	17.5	15.0	17.3	37.7	58.3	62.8	41.1	24.1	18.2	27.6

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 63 - Projeções de Armazenamento para o Sul nos casos com Volume mínimo atual + CVaR5035 como modelo de risco para o ano de 2020

2020	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Sul - Vmin_CvAR 5035											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	46.6	53.2	50.8	52.4	60.3	66.7	67	64	65.4	71.8	69.1	68.5
Fev		37.3	42.4	44.6	54	64.1	66.6	67.2	65.9	69.8	64	60.4
Mar			25.7	31.8	42.2	54.1	55.3	54.5	59.6	67.6	68.7	70
Abr				22.8	36.8	49.2	57.4	60.7	62.9	71.5	69.5	68
Mai					27.6	46.1	47.3	51.3	55.4	61.3	57.5	55.7
Jun						33.3	44	47.6	52.8	57.5	52	48.8
Jul							44.9	53.6	56	59.9	52.9	48.9
Ago								59.3	60.1	60.8	54.3	46.9
Set									61	65.2	54.4	50
Out										47.2	45.6	44.6
Nov											30.3	32.3
Dez												25.4
Realizado	23.7	20.3	17.5	15.0	17.3	37.7	58.3	62.8	41.1	24.1	18.2	27.6

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 64 - Projeções de Armazenamento para o Nordeste nos casos sem aplicação do modelo de risco para o ano de 2020

2020	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Nordeste - SEM RISCO											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	43.9	55.5	58.6	62.7	64.4	60.2	53.3	45.3	38.4	32.5	30.5	36.9
Fev		50.7	56.7	60.4	60.6	55.5	48.4	40.7	33.5	27.5	26.3	33.2
Mar			72.8	79.3	78.6	70.2	61.8	53.5	45.5	38.8	37.4	44.3
Abr				85.2	89.2	81	70.6	60.3	51.4	43.4	41	47.2
Mai					92.5	88.9	78.2	67.2	55.6	46.3	43.8	49.8
Jun						87	75.6	63.9	51.9	40	34.2	39.4
Jul							76.4	64.5	52.6	42.2	38.6	44.4
Ago								71.6	62.9	55.8	52.9	57.1
Set									63.2	49.6	43.1	48.1
Out										53.5	43.8	46.4
Nov											41.9	37.8
Dez												58.9
Realizado	44.0	60.9	79.4	89.5	91.7	88.6	81.9	75.8	65.9	56.2	52.3	46.1

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 65 - Projeções de Armazenamento para o Nordeste nos casos com a SAR como modelo de risco para o ano de 2020

2020	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Nordeste - SAR											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	44.1	56	60.9	65.9	68	63.8	57.5	51	44.3	38.5	36.7	43.1
Fev		50.7	56.6	60.8	61	55.5	48.7	41.5	34.7	28.4	27.3	34.8
Mar			73	79.8	82.6	80.3	76.3	72	67	62.2	53.8	54.1
Abr				85.2	89.7	89.7	87.6	84.6	80.7	77	65.8	65.5
Mai					92.5	88.8	77.8	66.7	54.9	42.1	42.1	50.5
Jun						89.1	81.7	74.9	68	62.3	52.7	53.9
Jul							76.4	64.4	52.1	38.4	35.6	42
Ago								69.3	56.4	43.6	41.6	48.9
Set									66.2	59.6	48.4	47.4
Out										52.8	41.2	42
Nov											41.6	37.1
Dez												58.9
Realizado	44.0	60.9	79.4	89.5	91.7	88.6	81.9	75.8	65.9	56.2	52.3	46.1

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 66 - Projeções de Armazenamento para o Nordeste nos casos com CVaR 5535 como modelo de risco para o ano de 2020

2020	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Nordeste - CvAR 5535											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	43.9	55.5	59.8	64.5	66.5	62.8	57.9	52.4	46.5	41.1	37.9	43.9
Fev		50.7	56.6	60.9	61	55.4	48	40.1	32.7	26.6	25.5	33.3
Mar			72.9	79.4	79.3	71.6	62.7	54.8	48.1	42.4	40.8	47.5
Abr				85.2	89.2	80.9	70.3	59.5	49.5	40.6	37.9	45
Mai					92.5	88.7	77.9	67.2	56.4	46.1	41.2	46
Jun						87	75.6	64	51.9	39.5	32.5	37.3
Jul							78.4	68.1	57.1	45.4	39.5	43
Ago								69.3	56.7	45.2	39.7	43.1
Set									63.2	48.7	38.5	40.3
Out										52.8	41.2	40.8
Nov											41.6	35.9
Dez												58.9
Realizado	44.0	60.9	79.4	89.5	91.7	88.6	81.9	75.8	65.9	56.2	52.3	46.1

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 67 - Projeções de Armazenamento para o Nordeste nos casos com CVaR 5035 como modelo de risco para o ano de 2020

2020	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Nordeste - CvAR 5035											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	43.9	55.6	60.2	65.3	68	64.1	57.5	50.1	43.9	38.7	37.9	44.8
Fev		50.7	56.6	60.7	60.7	54.7	46.8	38.4	30.5	23.4	22.7	30.9
Mar			72.9	79.5	79.5	71.4	61.7	52.7	44.3	37.2	35.8	43.3
Abr				85.2	89.5	83.9	76.1	66.9	57.2	48.8	46.6	52.4
Mai					92.5	88.8	77.9	67.1	55.8	44.4	39	44.8
Jun						87	75.6	64.1	52.5	40.7	33.4	38.1
Jul							76.4	64.6	52.8	40.9	34.4	39.9
Ago								69.3	58.1	45.8	39	42.5
Set									63.4	49.6	39.9	40.7
Out										52.8	41.1	41
Nov											41.6	36.1
Dez												58.9
Realizado	44.0	60.9	79.4	89.5	91.7	88.6	81.9	75.8	65.9	56.2	52.3	46.1

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 68 - Projeções de Armazenamento para o Nordeste nos casos com CVaR 5040 como modelo de risco para o ano de 2020

2020	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Nordeste - CvAR 5040											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	43.9	55.5	60.5	65.9	68.5	64.5	57	48.4	41.1	36	36	43.9
Fev		50.8	56.6	61	61.2	55.5	47.6	39.1	31.7	24.9	24.3	32.3
Mar			73	79.7	80.1	72.2	62.6	53.4	45.7	40.3	39.9	47.7
Abr				85.2	89.5	81.4	70.7	59	48.6	40.9	40	48
Mai					92.5	88.8	78	67.6	57	47.1	42	47.7
Jun						87.4	75.9	64.3	52.2	40.6	33.7	39.1
Jul							76.4	64.4	52.2	39.8	32.8	38.1
Ago								69.3	56.5	43.9	37.8	42.4
Set									63.2	49.1	41.6	45.4
Out										52.8	41.5	41.6
Nov											41.6	35.9
Dez												58.9
Realizado	44.0	60.9	79.4	89.5	91.7	88.6	81.9	75.8	65.9	56.2	52.3	46.1

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 69 - Projeções de Armazenamento para o Nordeste nos casos com Volume mínimo atual como modelo de risco para o ano de 2020

2020	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Nordeste - Vmin atual											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	44.9	57	62.9	68.1	70.4	66.2	59.9	53.1	46.4	39.6	37.7	43.9
Fev		51.9	58.7	63.5	64	59.6	54.6	48.4	41.7	35.5	33.7	39.5
Mar			72.8	79.4	80.5	76.8	73.6	68.5	61.9	56.2	52.2	56.8
Abr				85.2	89.2	81.2	71.4	61.4	52.9	45.8	44.5	51.1
Mai					92.5	89.2	82.1	75.7	67.4	58.7	53.9	58.9
Jun						87.1	76.9	67.1	57.2	47.7	44.5	51
Jul							76.7	66.4	57.4	48.9	45.6	50.7
Ago								69.4	58	49.2	46.6	50.9
Set									66.6	57.8	54.5	58
Out										53.9	45.4	49.5
Nov											42.5	40.3
Dez												58.9
Realizado	44.0	60.9	79.4	89.5	91.7	88.6	81.9	75.8	65.9	56.2	52.3	46.1

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 70 - Projeções de Armazenamento para o Nordeste nos casos com Volume mínimo sensibilizado como modelo de risco para o ano de 2020

2020	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Nordeste - Vmin sens											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	44.5	56.6	62	67.2	69.8	66.5	62	57.3	52.4	47.7	43.9	49.4
Fev		51.3	58	63.1	64	60.2	55.7	50.3	43.8	38.3	37.2	43.7
Mar			72.8	79.4	78.7	71	62.8	53.4	43.9	35.5	33.3	40.6
Abr				85.2	89.2	82.3	74.2	66.7	59.9	53.8	50.9	55.7
Mai					92.5	89.1	80.9	73.3	65.2	56.8	51.9	55.2
Jun						87	76.1	65.6	54.9	45	41	47.1
Jul							76.6	65.3	54.8	45.5	42	47.4
Ago								69.4	58.1	49.2	45.9	51
Set									63.8	52.2	47.2	50.3
Out										52.9	42.9	44.8
Nov											41.8	37.9
Dez												58.9
Realizado	44.0	60.9	79.4	89.5	91.7	88.6	81.9	75.8	65.9	56.2	52.3	46.1

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 71 - Projeções de Armazenamento para o Nordeste nos casos com Volume mínimo atual + CVaR5040 como modelo de risco para o ano de 2020

2020	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Nordeste - Vmin_CvAR 5040											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	44.6	56.8	63.4	69.3	72.4	69.1	62.4	54.3	46.5	40.5	39.9	48
Fev		51.5	58.2	64.2	65.4	61.8	56.1	49.8	43.9	38.5	37.4	45
Mar			73.1	79.8	80.7	73.7	65.7	58.3	51.8	44.7	44.3	52.8
Abr				85.2	89.6	81.9	71.4	62.1	53.4	46.1	45.2	53
Mai					92.5	89.3	78.5	68	57.4	48.3	44.9	51.3
Jun						87.6	76.2	65.1	54.3	42.8	37.6	44.4
Jul							76.4	64.8	54.1	44.4	41.3	47.3
Ago								69.3	56.5	46	42.2	47.6
Set									63.2	50.1	44.1	48.9
Out										52.9	42.3	45
Nov											42.9	40.1
Dez												58.9
Realizado	44.0	60.9	79.4	89.5	91.7	88.6	81.9	75.8	65.9	56.2	52.3	46.1

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 72 - Projeções de Armazenamento para o Nordeste nos casos com Volume mínimo atual + CVaR5035 como modelo de risco para o ano de 2020

2020	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Nordeste - Vmin_CvAR 5035											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	44.6	56.8	63	68.6	71.3	68.1	61.6	53.8	46	39.5	38.9	46.7
Fev		51.6	58.3	64	65.4	61.4	56	49.9	43.6	37.7	36	42.9
Mar			72.9	79.7	82.1	77.3	70	62.2	55.4	49.4	48.8	56.1
Abr				85.2	89.5	81.6	71.2	61.6	53.2	45.1	42.6	50
Mai					92.5	89.1	78.6	68.7	59.1	50.4	48.1	54.5
Jun						87.5	76.1	64.6	53.3	42.7	38.1	45.1
Jul							76.8	65.9	56.4	46.8	42.4	47.6
Ago								71.2	61.5	51.7	46.5	51.2
Set									63.2	50.1	44.5	47.8
Out										53.2	42.8	45
Nov											42.7	40.5
Dez												58.9
Realizado	44.0	60.9	79.4	89.5	91.7	88.6	81.9	75.8	65.9	56.2	52.3	46.1

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 73 - Projeções de Armazenamento para o Norte nos casos sem aplicação do modelo de risco para o ano de 2020

2020	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Norte - SEM RISCO											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	18.6	42.9	72.5	90.2	96.2	96.3	94.8	87.5	75.2	62.8	52.9	53.3
Fev		44.1	77.4	93.2	97	97	95.5	90.1	80.4	68.7	52.7	48.2
Mar			76.4	92.9	97.1	97.9	91	77.6	64	48.2	38.8	39.3
Abr				95.9	96.9	97.3	92.3	74.6	57.7	44.5	36.7	42.7
Mai					97	98	97.9	96.7	92.7	83.4	75.1	77.5
Jun						98.9	98.8	94.9	86	74.1	62.7	59.2
Jul							91.2	90.1	84.5	74.1	66.7	68.8
Ago								64.2	42	20.4	9.2	8.2
Set									66.1	62.2	61.6	69.3
Out										45.8	37.3	35.7
Nov											16.6	13.5
Dez												12.8
Realizado	21.5	46.1	71.6	79.0	83.2	83.4	80.7	68.3	50.0	29.9	28.7	28.1

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 74 - Projeções de Armazenamento para o Norte nos casos com a SAR como modelo de risco para o ano de 2020

2020	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Norte - SAR											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	16.8	41.4	72	91.6	97.6	96.8	93.4	80.6	63.8	51.3	48.2	48.7
Fev		40.9	72.8	92	97.6	96.3	94.7	86.8	72.7	60.3	43.7	40.5
Mar			76.3	92.6	97.2	97.9	94.6	79.7	51.5	22.4	28.1	42
Abr				95.9	96.9	98	98.2	97.6	96.1	93.6	75.5	71
Mai					97	98	98.5	97.4	95.7	95.2	63.8	56.1
Jun						98.9	84.6	73.6	51.5	35	28.2	30
Jul							89.2	82.7	74.3	67.2	42.3	34.5
Ago								65	47.4	25	19.6	20.2
Set									59.9	54.5	44.5	41.5
Out										40.5	28.2	27.9
Nov											18.4	18.9
Dez												13.1
Realizado	21.5	46.1	71.6	79.0	83.2	83.4	80.7	68.3	50.0	29.9	28.7	28.1

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 75 - Projeções de Armazenamento para o Norte nos casos com CVaR 5535 como modelo de risco para o ano de 2020

2020	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Norte - CvAR 5535											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	19.9	43.8	73.4	91.5	97.3	97.7	96.8	92.5	85.5	74.2	62.9	60.8
Fev		42.9	74.9	92.3	97.2	97.6	96.8	92.8	86.5	72.3	58.2	52.2
Mar			76.6	93.8	97.5	98.1	96.5	91.8	84.4	76.6	72.6	70.5
Abr				95.9	96.9	97.8	97.5	86.5	68.1	49.4	36.7	36.4
Mai					97	97.5	94.4	81.1	63.7	41.9	27	26.8
Jun						98.9	98.7	95.3	88.1	73.9	62.4	60.5
Jul							66.7	43.4	23.8	9.8	4.6	4.7
Ago								67.9	47.2	22.1	9.8	10.6
Set									55.8	47.6	45.6	50.8
Out										39.3	34.1	40.3
Nov											16.8	12.1
Dez												13
Realizado	21.5	46.1	71.6	79.0	83.2	83.4	80.7	68.3	50.0	29.9	28.7	28.1

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 76 - Projeções de Armazenamento para o Norte nos casos com CVaR 5035 como modelo de risco para o ano de 2020

2020	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Norte - CvAR 5035											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	19.7	42.8	71.7	90.3	96.9	97.1	95.2	85.8	70.6	55.5	45.2	45.4
Fev		39.9	71.8	91	97.2	97.1	97	93.1	83.9	69.5	54.5	49.6
Mar			76.7	93.5	97.3	98.4	96.3	89.6	77.5	64.3	53.1	52.5
Abr				95.9	96.9	97.9	98	96.3	91.7	79.5	63.8	57.2
Mai					97	98	96.4	84.8	67.3	49.8	38.3	38.7
Jun						98.9	85.2	71.3	53.2	33.4	22.8	21.6
Jul							81.5	65	46.3	26.7	17.9	20.4
Ago								64.5	38.5	13.8	6.6	6.3
Set									54.2	38.4	30.5	35.7
Out										36.9	23.6	24.8
Nov											17.3	12.9
Dez												12.9
Realizado	21.5	46.1	71.6	79.0	83.2	83.4	80.7	68.3	50.0	29.9	28.7	28.1

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 77 - Projeções de Armazenamento para o Norte nos casos com CVaR 5040 como modelo de risco para o ano de 2020

2020	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Norte - CvAR 5040											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	24.3	48.4	77.6	93.8	98.3	98.3	97.2	92.2	81.1	68.3	58	55.6
Fev		39.4	71.2	90.6	97.1	97.2	97	88.9	74.4	59.1	45.2	43.9
Mar			77.3	94.8	97.6	98.4	93.7	79.3	62.3	48.4	38.5	40.3
Abr				95.9	96.9	97.4	97.4	94.2	84.7	68	53.2	50.9
Mai					97	97.9	95	80.2	60.4	40.6	28.7	28.8
Jun						98.9	85.5	75.5	60.4	43	34	33.3
Jul							91.5	92.3	82.5	69.5	64	65.1
Ago								66.5	48.5	25.1	12.4	11.2
Set									63.3	54.6	44.6	37.7
Out										34.6	15.6	13.1
Nov											18.8	14.2
Dez												13.2
Realizado	21.5	46.1	71.6	79.0	83.2	83.4	80.7	68.3	50.0	29.9	28.7	28.1

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 78 - Projeções de Armazenamento para o Norte nos casos com Volume mínimo atual como modelo de risco para o ano de 2020

2020	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Norte - Vmin atual											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	24.2	49.4	76.4	90.9	95.8	95	89.2	81.9	73.4	64	56	55.8
Fev		43.2	74.9	90.8	96.5	95.4	87.8	70.9	52.9	37.3	28	28.2
Mar			76.4	93.2	97.2	89.2	65	41.7	30.1	22.5	19.2	24.8
Abr				95.9	96.9	94.6	91.1	82	69.1	55.6	47.2	50.4
Mai					97	96.8	82.3	55.4	36.6	25	19.8	22.8
Jun						98.9	84.6	73.3	57.1	40.1	26.1	24.9
Jul							72.7	50.7	30	19.4	15.7	18.6
Ago								77.6	68.4	53.6	41.6	44.8
Set									43.5	23.2	15.8	18.4
Out										44.4	38.8	39.8
Nov											17.9	13.6
Dez												14.4
Realizado	21.5	46.1	71.6	79.0	83.2	83.4	80.7	68.3	50.0	29.9	28.7	28.1

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 79 - Projeções de Armazenamento para o Norte nos casos com Volume mínimo sensibilizado como modelo de risco para o ano de 2020

2020	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Norte - Vmin sens											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	21	45.5	74.3	91	96.2	94.4	80.5	61.1	42.8	30.4	25.1	29.1
Fev		41.1	73.1	90.5	96.7	94.7	89.4	81	70.3	56.9	45.7	44
Mar			76.4	92.7	96.9	95	86.5	73.5	62	54	52.3	53
Abr				95.9	96.9	97.2	93.5	81.5	68.3	57.5	48.8	51.1
Mai					97	97.1	85	62.3	40.6	22.6	17.6	21.1
Jun						98.9	81.5	69.8	52.9	35.4	24.3	23.3
Jul							84.2	75	61.9	45.1	31.5	29.1
Ago								72.9	59.5	38.9	24	22.1
Set									52.6	38.6	30.9	33.8
Out										36.4	24	26.7
Nov											17.5	11
Dez												13
Realizado	21.5	46.1	71.6	79.0	83.2	83.4	80.7	68.3	50.0	29.9	28.7	28.1

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 80 - Projeções de Armazenamento para o Norte nos casos com Volume mínimo atual + CVaR5040 como modelo de risco para o ano de 2020

2020	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Norte - Vmin_CvAR 5040											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	22	47.6	76.4	92.4	97.3	97.1	96.2	92.6	87.3	76.9	66.3	61.4
Fev		40.5	72.8	90.7	96.3	95.1	92.1	82.2	65.2	49.2	39.3	37.6
Mar			77	94.1	97.4	96.1	84.9	59.7	38.2	29.4	27.2	29.6
Abr				95.9	96.9	97.7	98	96.3	92.1	82.7	71.6	66.2
Mai					97	98	96	83	66	47.2	33.8	34.8
Jun						98.9	85.8	74.4	56.2	36	26.1	25.8
Jul							79.2	68.6	51.8	36.3	29.6	33.5
Ago								67.8	52.5	31.8	23	23.6
Set									53.2	42	36.2	33
Out										37.3	26.3	25.2
Nov											21.7	14.6
Dez												13.7
Realizado	21.5	46.1	71.6	79.0	83.2	83.4	80.7	68.3	50.0	29.9	28.7	28.1

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

Tabela 81 - Projeções de Armazenamento para o Norte nos casos com Volume mínimo atual + CVaR5035 como modelo de risco para o ano de 2020

2020	ENERGIA ARMAZENADA FINAL % EM RELACAO À MÁXIMA - Norte - Vmin_CvAR 5035											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jan	19.7	43.4	72	89.8	96.3	96.7	96	90.5	77.9	64.1	51.9	51.7
Fev		41.5	73.4	90.6	96.4	95.5	88.8	71.1	50.7	34.8	25.8	27.6
Mar			76.9	93.8	97.4	98	88.1	70.2	54	41.8	38.5	41.8
Abr				95.9	96.9	97.7	98.2	93.1	80.6	69	60.3	55.8
Mai					97	98.1	96.7	86.6	70	50.7	34	33.6
Jun						98.9	85.9	77.5	65.4	53.3	43.7	40.8
Jul							81.8	72.8	56.6	40.7	34.5	38.2
Ago								59.5	33.2	16.2	12.1	12.5
Set									49.2	29.9	19.5	19.6
Out										35.5	23	24.4
Nov											20.4	14.3
Dez												13.5
Realizado	21.5	46.1	71.6	79.0	83.2	83.4	80.7	68.3	50.0	29.9	28.7	28.1

Fonte: Autora com os resultados do modelo NEWAVE

A Tabela 82 a Tabela 89 foram elaboradas com base nos resultados das tabelas anteriores, levantando o número de rodadas as quais os modelos indicaram o maior nível de armazenamento para cada subsistema em cada mês, ou seja, a exemplo no Sudeste, em

abril de 2019, o modelo CVaR5040 apontou três vezes para projeções com maior armazenamento que os demais modelos, entre todas as rodadas realizadas que contemplavam o mês. Em azul está destacado o modelo de risco que mais proporcionou um maior nível de reservatório na rodada do próprio mês, por exemplo, aquele que indicou maior armazenamento no mês de maio na rodada feita para cálculo de planejamento da operação para o próprio mês de maio, e a coluna soma indica o número de vezes em que determinado modelo se destacou, sendo que os dois mais recorrentes estão sinalizados em vermelho. A análise quanto ao modelo que melhor performou no mês vigente da rodada do próprio mês se faz necessária porque a assertividade da operação ótima no curto prazo é maior do que a do longo prazo, dada a aleatoriedade da ocorrência de chuvas, logo, garantir a melhor na segurança energética no curto prazo, ainda que singela, tem valor e afeta diretamente o planejamento dos meses seguintes.

Tabela 82 - Recorrência de destaque do melhor modelo quanto à elevação de reservatório para o Sudeste/Centro-Oeste no ano de 2019

Sudeste - 2019	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	SOMA
Sem Risco													0
SAR													0
CvAR 5535				1	1					1	1	1	5
CvAR 5035			1	1	1	1					1		5
CvAR 5040	1	2	2	3	3	1	2	3	4	3	3	5	32
Vmin Atual													0
Vmin Sens													0
VminCvar5040					1	4	5	5	5	4	5	5	34
VminCvar5035							1	1	1	2	2	1	8

Fonte: Autora

Tabela 83 - Recorrência de destaque do melhor modelo quanto à elevação de reservatório para o Sul no ano de 2019

Sul - 2019	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	SOMA
Sem Risco													0
SAR													0
CvAR 5535						1	1	1	1	1	1	1	7
CvAR 5035										1			1
CvAR 5040													0
Vmin Atual													0
Vmin Sens	1	2	3	4	3	3	3	2	2	3	3	3	32
VminCvar5040				1	1	1	2	3	3	4	3	5	23
VminCvar5035					1	1	1	2	3	2	4	3	17

Fonte: Autora

Tabela 84 - Recorrência de destaque do melhor modelo quanto à elevação de reservatório para o Nordeste no ano de 2019

Nordeste - 2019	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	SOMA
Sem Risco													0
SAR	1	2	3	1	1	1	2	4	5	5	6	4	35
CvAR 5535													0
CvAR 5035													0
CvAR 5040													0
Vmin Atual													0
Vmin Sens													0
VminCvar5040		1	2	3	4	5	6	4	4	2	2	7	40
VminCvar5035		1	2		2		1	1	1	3	3	2	16

Fonte: Autora

Tabela 85 - Recorrência de destaque do melhor modelo quanto à elevação de reservatório para o Norte no ano de 2019

Norte - 2019	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	SOMA
Sem Risco				1	1	1		1	1	1	2	1	9
SAR	1		1				2	1	1	2	3	2	13
CvAR 5535					2	2	2	1	1	1	1	2	12
CvAR 5035					1	4		1		1		1	8
CvAR 5040			1	2	3	2	1	1	2				12
Vmin Atual							1	3	1	2	2	1	10
Vmin Sens							1						1
VminCvar5040		2	1	1	2	1	4	4	3	2	2	4	26
VminCvar5035		1	1			1		2	1	1	1	1	9

Fonte: Autora

Tabela 86 - Recorrência de destaque do melhor modelo quanto à elevação de reservatório para o Sudeste/Centro-Oeste no ano de 2020

Sudeste - 2020	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	SOMA
Sem Risco													0
SAR				1	1			1	1	1			5
CvAR 5535	1	1		1	1	1	2	2	2	1	2	4	18
CvAR 5035		1	1	1	1	1	1	2	2	3	2	1	16
CvAR 5040			1	3	3	2	2	2	1	4	7	8	33
Vmin Atual													0
Vmin Sens													0
VminCvar5040			1	1	2	2	2	2	2	1			13
VminCvar5035									1	1			2

Fonte: Autora

Tabela 87 - Recorrência de destaque do melhor modelo quanto à elevação de reservatório para o Sul no ano de 2020

Sul - 2020	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	SOMA
Sem Risco								1					1
SAR								1	1	1	1		4
CvAR 5535											1		1
CvAR 5035								3			1		4
CvAR 5040													0
Vmin Atual					1	2	2	2	2	2	1		12
Vmin Sens		2	3	4	4	3	4	3	5	6	6	9	49
VminCvar5040										1	2	3	6
VminCvar5035	1					1	1	1	1				5

Fonte: Autora

Tabela 88 - Recorrência de destaque do melhor modelo quanto à elevação de reservatório para o Nordeste no ano de 2020

Nordeste - 2020	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	SOMA
Sem Risco				1	1			1	1	1	1	2	8
SAR				2	3	3	4	4	4	5	4	4	33
CvAR 5535				1	1							1	3
CvAR 5035				1	1							1	3
CvAR 5040				1	1							1	3
Vmin Atual	1	2	1	1	1		1	1	2	2	3	5	20
Vmin Sens				1	1			2	1	1	1	2	9
VminCvar5040				1	3				1	1	2	2	10
VminCvar5035			2	4	2	3	2					2	15

Fonte: Autora

Tabela 89 - Recorrência de destaque do melhor modelo quanto à elevação de reservatório para o Norte no ano de 2020

Norte - 2020	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	SOMA
Sem Risco		1	1	2	1	1	1		2	4	4	2	19
SAR				1	2	2	2	2	2	2	1	2	16
CvAR 5535				1	1	2	1	2	3	2	2	4	18
CvAR 5035				1	1	2	1	1					6
CvAR 5040	1		2	3	3	3	3	1					16
Vmin Atual		1		1	1	1		1	1	1	2	2	11
Vmin Sens				1	1	1							3
VminCvar5040				1	1	1	1	1	1	1	2	1	10
VminCvar5035				1	1	2							4

Fonte: Autora

É possível observar que não existe um padrão quanto ao desempenho dos modelos de aversão ao risco, mas modelos diferentes trazem melhores resultados para diferentes subsistemas. Apesar da amostra pouco significativa de dois anos de estudo, o modelo CVaR 5040 mostrou ser melhor para a região Sudeste, enquanto para o Sul o modelo de Volume Mínimo Operativo teve desempenho superior. Já o modelo mais preferível para a região Nordeste foi a SAR, enquanto para o Norte não foi possível identificar um padrão, provavelmente tanto por conta da curva de armazenamento da usina de Tucuruí, quanto por conta da sazonalidade mais bem definida que nos demais subsistemas, logo, a ausência de cenários consideravelmente mais críticos na região norte do país e a já existência de uma curva guia de utilização do principal reservatório desse subsistema faz com que não haja um padrão quanto ao desempenho dos modelos de aversão a risco.

As variações observadas entre as projeções de reservatórios dos subsistemas nos diferentes casos de modelo de aversão a risco são singelas nos meses vigentes à rodada, se tornando maiores conforme se avança no horizonte dos problemas, e isso se deve ao caráter estocástico das séries sintéticas do NEWAVE utilizadas para a programação do planejamento.

Uma constatação importante nessas análises é que a estocasticidade dos cenários que como visto tendem à MLT no longo prazo, atrapalha o desempenho do Volume Mínimo Operativo, pois as projeções de armazenamento ficam otimistas e o NEWAVE acaba identificando a criticidade do sistema somente em meses próximos ao novembro. Logo, apesar da crise hídrica vivida pela região Sul entre fevereiro e maio de 2020, o modelo de volume mínimo não foi capaz de representar a situação adequadamente sendo, portanto, necessário o despacho de usinas térmicas fora da ordem de mérito pelo CMSE (lembrando que os modelos de aversão a risco passaram a ser utilizados com o intuito de evitar esse tipo de intervenção no planejamento).

A Figura 54 a Figura 61 mostram os PLDs sem os limites regulatórios resultantes das rodadas com diferentes mecanismos de aversão a risco aplicados, e os valores tabelados estão no ANEXO. É possível notar que o comportamento das curvas de preço se mantém em todos os casos para os subsistemas Sudeste e Sul, entretanto em diferentes amplitudes, com exceção das rodadas feitas com a sensibilidade nos níveis do volume mínimo operativo, que apresentou maior amplitude entre os meses de setembro e dezembro. O caso que apresentou maior média anual do PLD foi o composto pelo volume mínimo operativo atual combinado com o CVaR (50:40), que como visto nas tabelas acima, foi a combinação de CVaR testada que apresentou maior segurança energética quanto ao nível dos reservatórios do Sudeste/Centro-Oeste. Os PLDs nas regiões Nordeste e Norte também seguem curvas similares nos casos com diferentes mecanismos de aversão a risco, porém em diferentes amplitudes de valor, com exceção, dos casos em que se utilizou a sensibilidade dos níveis de VminOp em ambos os anos e o CVaR 55:35 no ano de 2019, em que este último apresentou queda no PLD no mês de novembro.

Figura 54 - PLD da região Sudeste no ano de 2019 com o uso de diferentes Mecanismos de Aversão a Risco

Fonte: Autora

Figura 55 - PLD da região Sul no ano de 2019 com o uso de diferentes Mecanismos de Aversão a Risco

Fonte: Autora

Figura 56 - PLD da região Nordeste no ano de 2019 com o uso de diferentes Mecanismos de Aversão a Risco

Fonte: Autora

Figura 57 - PLD da região Norte no ano de 2019 com o uso de diferentes Mecanismos de Aversão a Risco

Fonte: Autora

Figura 58 - PLD da região Sudeste no ano de 2020 com o uso de diferentes Mecanismos de Aversão a Risco

Fonte: Autora

Figura 60 - PLD da região Nordeste no ano de 2020 com o uso de diferentes Mecanismos de Aversão a Risco

119

Figura 61 - PLD da região Norte no ano de 2020 com o uso de diferentes Mecanismos de Aversão a Risco

Fonte: Autora

Da mesma maneira que o PLD mais alto foi verificado nos casos de combinação entre Volume Mínimo Operativo utilizado atualmente e CVaR 50:40, o PLD médio anual mais alto verificado também foi na utilização desse mesmo modelo de risco.

No que diz exclusivamente à análise do comportamento do CVaR, é possível observar conforme Figura 62 que a variação do parâmetro lambda tem mais impacto na variação do preço do que do parâmetro alfa. O aumento no valor do parâmetro alfa ocasiona a queda do PLD porque alguns cenários não tão críticos passam a compor a parcela de cenários críticos, deixando o cálculo do modelo de aversão a risco mais otimista. Por outro lado, o aumento do lambda faz com que o PLD seja mais alto porque os cenários mais críticos passam a ter um peso maior dentro do cálculo da política ótima de operação do sistema.

Figura 62 - Comparação entre os PLDs exclusivamente dos casos referentes às sensibilidades dos parâmetros do CVaR

Fonte: Autora

A Figura 63 a Figura 66 mostram os valores projetados de armazenamento para cada rodada de mês vigente de 2019 (ou seja, o projetado em janeiro para a rodada de janeiro, por exemplo) com os diferentes modelos de aversão a risco estudados. É possível perceber que para o Sudeste, o caso de SAR e os casos que contemplavam exclusivamente o volume mínimo em muitos momentos calcularam políticas operativas que resultaram em uma média de armazenamento menor do que nos casos sem risco. Embora a SAR tenha sido mais efetiva no replecionamento de reservatório do Nordeste e os modelos de volume mínimo tenham sido melhores em armazenamento para o Sul, o desempenho desses modelos pode ser considerado pior do que nos casos sem risco modelado porque, dado que o subsistema Sudeste é aquele com maior volume de reservatórios, com maior demanda de energia e alta capacidade de exportação para as demais regiões, no que diz respeito à segurança do sistema, elevar seu armazenamento é a principal forma de evitar um risco de atendimento à demanda no futuro. A Figura 67 a Figura 70 mostram a projeção de armazenamento para o mês vigente às rodadas para o ano de 2020, e novamente os modelos CVaR e Volume Mínimo em conjunto com o CVaR se mostram melhores no cálculo de políticas de armazenamento que poupam o uso de água na região Sudeste, enquanto os casos com o modelo de Volume Mínimo obtiveram melhores resultados no Sul, a SAR foi mais adequada para a região Nordeste, e para a região Norte não foi possível identificar um padrão entre os modelos. Para os meses de setembro a novembro de 2020 a SAR tem pior desempenho para a região Sudeste que os casos sem risco, assim como o caso de volume mínimo atual também foi pior entre outubro e

dezembro. Embora a amostra de dois anos seja pequena para afirmar que a SAR e que o Volume Mínimo com os parâmetros estudados não tenha a devida eficácia, existe uma sinalização de que tais modelos de aversão a risco estão preterindo os reservatórios do Sudeste, os principais do sistema interligado, para se alcançar melhores volumes nos demais subsistemas. O modelo de Volume mínimo sensibilizado, ou seja, com níveis estabelecidos mais restritos para os principais reservatórios sinalizou melhores políticas operativas nos dois anos estudados para se reservar água do que os casos com os parâmetros aplicados atualmente, no entanto, as grandes diferenças entre os dois casos acabam ocorrendo somente no segundo semestre, especialmente entre novembro e dezembro, ou seja, apesar de mais restrito, ao longo do período seco os casos com volume mínimo sensibilizado não conseguiram poupar volume significativo de reservatório em relação aos casos de volume mínimo atual.

Figura 63 - Projeção de armazenamento para o mês vigente às rodadas no Sudeste em 2019

Fonte: Autora

Figura 64 - Projeção de armazenamento para o mês vigente às rodadas no Sul em 2019

Fonte: Autora

Figura 65 - Projeção de armazenamento para o mês vigente às rodadas no Nordeste em 2019

Fonte: Autora

Figura 66 - Projeção de armazenamento para o mês vigente às rodadas no Norte em 2019

Fonte: Autora

Figura 67- Projeção de armazenamento para o mês vigente às rodadas no Sudeste em 2020

Fonte: Autora

Figura 68 - Projeção de armazenamento para o mês vigente às rodadas no Sul em 2020

Fonte: Autora

Figura 69 - Projeção de armazenamento para o mês vigente às rodadas no Nordeste em 2020

Fonte: Autora

Figura 70 - Projeção de armazenamento para o mês vigente às rodadas no Norte em 2020

Fonte: Autora

Comparando os dois casos considerando somente o Volume Mínimo Operativo como modelo de risco, é possível notar que a curva que considera os níveis mais restritos acaba apontando para o despacho de um volume maior de térmicas em relação a curva mais relaxada somente no mês de outubro, sendo que o ideal seria manter a sinalização de despacho térmico ao longo do período úmido porque só é possível replecionar reservatório consideravelmente quando se tem bons volumes de chuva.

Nenhum dos modelos estudados aqui calculou a política energética com custo fora do piso em junho de 2019 e em maio de 2020, o que parece ilógico pela condição de reservatório que o sistema se encontrava, logo, em condição de chuva os modelos de risco aparentemente tem o impacto da sua atuação reduzida.

A Figura 71 a Figura 78 mostram o despacho térmico indicado pelos diferentes estudos, sendo que o volume de térmicas indicado de fato está conforme o comportamento do PLD. É importante ressaltar que apesar do preço chegar ao “piso” em alguns momentos do estudo, o despacho térmico não é zero pelos modelos por conta da geração inflexível.

Figura 71 - Despacho térmico indicado para o Sudeste em 2019 pelos modelos de planejamento em diferentes casos de modelo de aversão a risco

Fonte: Autora

Figura 72- Despacho térmico indicado para o Sul em 2019 pelos modelos de planejamento em diferentes casos de modelo de aversão a risco

Fonte: Autora

Figura 73 - Despacho térmico indicado para o Nordeste em 2019 pelos modelos de planejamento em diferentes casos de modelo de aversão a risco

Fonte: Autora

Figura 74 - Despacho térmico indicado para o Norte em 2019 pelos modelos de planejamento em diferentes casos de modelo de aversão a risco

Fonte: Autora

Figura 75 - Despacho térmico indicado para o Sudeste em 2020 pelos modelos de planejamento em diferentes casos de modelo de aversão a risco

Fonte: Autora

Figura 76 - Despacho térmico indicado para o Sul em 2020 pelos modelos de planejamento em diferentes casos de modelo de aversão a risco

Fonte: Autora

Figura 77 - Despacho térmico indicado para o Nordeste em 2020 pelos modelos de planejamento em diferentes casos de modelo de aversão a risco

Fonte: Autora

Figura 78 - Despacho térmico indicado para o Norte em 2020 pelos modelos de planejamento em diferentes casos de modelo de aversão a risco

Fonte: Autora

Foi possível observar que quanto ao CVaR, quanto menor o α e maior λ , melhor o modelo interpreta as situações de risco, logo, maior é o preço da energia assim como o despacho térmico, a Figura 79 resume um estudo do ONS quanto à calibração do CVaR que também evidencia isso. O CVaR também é mais eficiente na sinalização do risco do que o Volume Mínimo Operativo, que por sua vez é mais eficiente que a SAR, que apesar da sua complexidade na modelagem melhor para a representação dos limites de intercâmbio, não teve desempenho acima do VminOP nos casos testados, usando como

premissa que o replecionamento dos reservatórios do subsistema Sudeste/Centro-Oeste era o mais importante. Apesar da sensibilidade quanto ao Volume Mínimo Operativo com níveis mais altos indicar mais despacho térmico para economia dos reservatórios do que a modelagem atual, ainda assim sua maior resposta quanto a criticidade do sistema se dá sobretudo no mês de outubro, a modelagem de aversão ao risco continua tendo dificuldades de enxergar cenários de violação dos níveis por conta dos cenários estocásticos.

Figura 79 - Resumo dos backtests feitos em estudo para calibração do CVaR

Incremento Custo da GTerm (bi \$)					Ganho EARM % - nov 1º ano				
Casos	dez/13	ago/14	mai/19	fev/21	Casos	dez/13	ago/14	mai/19	fev/21
30,25	9,7	14,8	9,5	5,6	30,25	3,0	3,0	2,8	0,8
30,30	13,7	21,3	12,2	6,0	30,30	4,5	4,6	4,3	1,1
30,35	16,9	26,9	18,0	6,8	30,35	5,7	5,5	7,0	2,1
30,40	19,9	30,9	23,5	8,3	30,40	6,7	5,7	8,8	4,7
30,45	20,9	34,2	29,7	7,9	30,45	6,1	5,8	10,4	2,8
40,25	8,2	11,3	7,4	4,9	40,25	1,8	2,0	1,2	0,4
40,30	10,6	15,4	9,5	5,4	40,30	3,0	3,3	2,9	0,8
40,35	14,1	21,2	12,8	6,0	40,35	4,9	4,6	4,5	1,1
40,40	16,9	26,4	16,9	6,6	40,40	5,5	5,5	6,8	1,8
40,45	19,3	30,1	21,7	7,1	40,45	6,1	5,8	8,5	2,5
50,25	4,6	7,8	5,8	4,3	50,25	-0,2	0,4	-0,2	-0,6
50,30	8,1	11,0	7,3	5,0	50,30	1,8	2,0	1,0	0,4
50,35	11,0	16,0	9,1	5,4	50,35	3,4	3,5	2,5	0,9
50,40	13,5	20,8	10,9	5,9	50,40	4,3	4,7	4,0	0,7
50,45	16,0	24,9	14,3	6,6	50,45	5,2	5,4	5,7	1,8
50,50	17,7	29,0	18,7	6,8	50,50	5,2	5,7	7,6	1,4
50,60	18,5	33,5	26,8	7,8	50,60	4,9	5,9	10,2	3,7
50,70	21,1	36,0	36,3	8,4	50,70	5,5	6,0	11,5	3,9
20,50	23,7	39,4	41,8	15,2	20,50	6,7	6,0	11,9	10,0
25,50	22,2	37,0	39,4	11,6	25,50	5,8	5,9	11,8	7,8

Fonte: (CPAMP, 2021a)

Foi possível observar também que os valores de PLD calculados pelo DECOMP divergem da média dos valores calculados para as 2000 séries do NEWAVE mês a mês, como é possível observar na Figura 80 e Figura 81, que contém os preços calculados pelos dois modelos para os anos de 2019 e 2020, respectivamente. Apesar de a função de custo futuro ser mais alta em alguns momentos, não necessariamente o cálculo da política pelo DECOMP levará ao despacho maior de térmicas, o que fica bem evidente nos meses de novembro e dezembro no caso feito com o modelo de aversão a risco de volume mínimo sensibilizado. A Figura 82 e Figura 83 mostram os preços indicados pelo modelo NEWAVE para o quinto ano de planejamento do horizonte, ou seja, a primeira figura contém os preços calculados mês a mês para o ano de 2023 e a segunda os preços para o

ano de 2024, e é possível notar como para o longo prazo o NEWAVE tende a indicar preços baixos. As rodadas realizadas em 2019 com projeção para o ano de 2020 pelo modelo NEWAVE estão listadas na Tabela 90 e mostram como que mesmo sendo somente um ano à frente do horizonte da rodada, os preços de energia calculados eram expressivamente mais baixos para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste em relação aos valores que de fato aconteceram no ano, apesar da carga aquém em relação ao previsto que ocorreu devido a pandemia de COVID-19.

Figura 80 - PLD mensal indicado pelos modelos DECOMP e NEWAVE para 2019

Fonte: Autora

Figura 81 - PLD mensal indicado pelos modelos DECOMP e NEWAVE para 2020

Fonte: Autora

Figura 82 - Preços para cinco anos à frente (2023) indicados pelo NEWAVE em 2019

Fonte: Autora

Figura 83 - Preços para cinco anos à frente (2023) indicados pelo NEWAVE em 2020

Fonte: Autora

Tabela 90 - Preço da energia calculado em 2019 para 2020 e o realizado

2020/SE	PLD NW 2020 deck 2019	PLD NW 2020	PLD DC 2020
Janeiro	57.39	147.41	327.38
Fevereiro	93.66	190.76	154.44
Março	124.08	82.92	81.86
Abril	94.34	68.97	39.68
Maio	81.68	49.74	71.95
Junho	70.35	85.85	114.79
Julho	95.29	73.72	89.04
Agosto	127.67	60.14	85.15
Setembro	125.52	52.39	100.84
Outubro	135.63	95.27	288.64
Novembro	167.15	269	502.7
Dezembro	187.99	377.5	267.49

Fonte: Autora com os dados do NEWAVE e DECOMP

Questionamentos referentes à pertinência dos cinco anos de horizonte do NEWAVE acabam surgindo por conta desse comportamento insistente de calcular o preço futuro para baixo. Conforme Dall'Orto (DALL'ORTO, 2017) constatou em seu trabalho, é possível a redução de cinco anos de planejamento para três anos de planejamento sem perda significativa de informação para os primeiros meses do estudo, trazendo ganhos substanciais no tempo computacional, além de dispensar as projeções e

a assertividade da oferta e da demanda de energia para os anos que deixariam de ser simulados. Três anos de estudo não necessariamente contemplam o ciclo de construção de uma usina do programa de expansão, já que isso leva tempo, no entanto, ONS já avalia no PEN – Plano de Operação Energética todo ano as simulações com cinco anos referente a segurança do suprimento no médio prazo.

9 CONCLUSÕES

O ONS é o órgão responsável pela operação do Sistema Interligado Nacional e seu objetivo é a realização de uma operação com o menor custo possível sem comprometer a segurança do sistema, o que é expresso na própria função objetivo dos modelos e nos modelos de aversão a risco utilizados. No entanto, como foi possível verificar, apesar dos esforços obtidos em aprimoramento dos modelos e da operação, nem sempre o sistema alcança níveis seguros de reservatório para garantir o atendimento da demanda no longo prazo, sendo que pressões e interesses políticos podem atrasar ou impedir aprimoramentos nos modelos. Enquanto o ONS já registrava recordes seguidos de pior condição de afluência no SIN (ONS, 2020c), a ANEEL em maio de 2020 decretava bandeira verde até dezembro (ANEEL, 2020), sendo que esta é um sistema de cobrança cujo objetivo é repassar mensalmente ao consumidor os custos adicionais causados pela necessidade de acionamento de usinas térmicas na geração de energia, e em novembro do mesmo ano o preço da energia ultrapassou o teto regulatório. Existe a necessidade de maior discussão e concordância quanto aos projetos e iniciativas entre os órgãos do setor elétrico, e principalmente, é recomendado considerar a visão e os números que o ONS apresenta, pois é ele que de fato acompanha a situação do sistema em tempo real.

Um novo conceito chamado de Sistemas de Suporte à Decisão (SSD's) surgiu como ferramenta computacional que tem por objetivo ajudar indivíduos na tomada de decisão na solução de problemas não estruturados, ou parcialmente estruturados, ou seja, aqueles para os quais não existem soluções através de algoritmos bem definidos, não sendo de fácil tratamento por computador, requeirindo, portanto, uma interação estreita entre homem e máquina, em que o segundo é instrumento do primeiro, não substituindo o papel do tomador de decisão (ZAMBON, 2008). As constantes tentativas dos órgãos do setor elétrico em incorporar nos modelos de planejamento recursos para aprimorar o cálculo do ponto de vista do risco da segurança do sistema sem a obtenção de êxito mostram a necessidade do trabalho em conjunto com a avaliação humana, que atualmente se faz através de intervenções do CMSE, o que em termos de regulação não é correto, pois o risco deveria ser totalmente integralizado nos modelos computacionais. Talvez a melhor alternativa fosse a avaliação de um grupo técnico quanto às propostas de planejamento pelo modelo para que isso não ocorra somente em situações de estresse hídrico.

A representação individualizada das usinas hidrelétricas seria a mais adequada, e não somente isso, a conversão dos armazenamentos e aflúências em “energia” também introduz erros significativos, associados à variação da queda, e portanto, da produtividade (ZAMBON, 2008). É necessário também ter cautela quanto às informações que são inseridas no modelo, como por exemplo, os erros incorridos no cálculo da ENA e do armazenamento por conta da premissa de produtibilidade fixa, ou quando em 2006 a geração termelétrica a gás natural foi 42,8% menor que a programada no submercado Sudeste/Centro-Oeste sendo 85% desse montante devido a indisponibilidade de gás (MOREIRA; GUSMÃO VELOSO; REGRA, 2007), porque os modelos de risco adotados atualmente no planejamento não contemplam adversidades como tamanha falta de recursos térmicos. O problema é que 14 anos depois o problema persiste, pois novamente a indisponibilidade de gás natural deixou de abastecer usinas sem a devida previsibilidade. Em especial, destaca-se Termo Ceará que teve seu CVU elevado de 432,78 para 1551,12 R\$/MWh entre os meses de agosto e setembro porque passou a ser abastecida com óleo diesel devido a uma manutenção na plataforma de mexilhão (MEDEIROS, 2021).

Foi possível notar também nesse trabalho que, embora recomendada a utilização de modelos estocásticos em eventos aleatórios, para o horizonte de planejamento contemplado pelo NEWAVE, o modelo deixa de ser funcional no longo prazo, pois acaba se aproximando da MLT, gerando cenários operativos longe da realidade, atualmente, com base em uma hidrologia muito mais otimista do que aquela que vem se realizando, assim como poderia também estar subestimando os cenários de vazão caso as chuvas estivesse ocorrendo acima da média por muito tempo. Em meio a especulações sobre mudanças climáticas e evidente mudança do padrão de chuvas no Brasil nos últimos anos, é necessário repensar a forma do uso de modelagens estocásticas. A realização de um estudo sobre as possíveis vazões dos rios de 26 bacias brasileiras através dos modelos SMAP (Soil Moisture Accounting Procedure) e SLM (Stochastic Linear Model) sinaliza um declínio substancial nas vazões na região norte do Brasil, que atualmente comporta cerca de 27GW de capacidade instalada, assim como na região Nordeste do país. A região Sul seria afetada por um aumento das vazões nas principais bacias, assim como a região Sudeste que sentiria o efeito de maneira tênue, mas que não aliviarium uma possível crise por conta dos efeitos de urbanização e industrialização dentro da política de recursos hídricos (TIEZZI et al., 2019). A incorporação do PAR(p)-a nos modelos estocásticos em

2023 e a adoção da previsão de vazão pelo SMAP (modelo determinístico) em duas semanas operativas do DECOMP conversam com o estudo referido.

A frustração do programa de expansão declarado no modelo também prejudica a atuação dos modelos de aversão a risco, isso porque existe a possibilidade de se estabelecer uma operação em um cenário ainda mais crítico que o modelo não enxerga, que seria aquele em que é necessário atender a demanda em condições de vazões baixas e também com menor oferta de geração do que a programada, e não só, a declaração do atraso do cronograma no modelo pode acabar sendo feita em um momento em poupar reservatório já não é mais possível.

O uso de modelos de aversão a risco de fato melhora a segurança do Sistema Interligado Nacional, porque as políticas de operação indicadas com a incorporação deles resultam em maior armazenamento sobretudo na região Sudeste, que é aquela com maior volume de reservatórios e mais centros de consumo de energia elétrica. No entanto, o que foi possível observar nas simulações é que o erro das projeções dos modelos é muito maior pela expectativa de cenários bons de afluência por conta da modelagem estocástica, do que pela escolha de um modelo de risco mais ou menos adequado, ou seja, além dos estudos de incorporação dos modelos de aversão a risco, também devem existir pesquisas que atuem na metodologia do modelo em si, principalmente quanto as afluências porque seus erros não são corrigidos com a introdução das avaliações de risco e a condição das vazões continua tendo mais peso para o modelo do que a condição dos reservatórios.

Foi possível notar que não existe um modelo de risco que tenha melhor desempenho para todos os subsistemas, ou seja, aquele que é eficiente para um subsistema não necessariamente é o melhor para outro, e certamente os modelos seriam mais eficientes se os cenários de projeção hidrológica estivessem mais acurados com o realizado, ou seja, não sendo tão tendenciosos à média. Não só, tanto em 2020 quanto em 2021 foi mantido o CVaR (50:35) mesmo este não sendo o melhor pareto desse modelo de aversão a risco para se poupar reservatório, isto porque a escolha de outros valores que levassem a uma política mais econômica quanto ao uso da água fariam o preço da energia ser muito elevado (CPAMP, 2021a), o que por sua vez não é politicamente bom no curto prazo. Logo é necessário que a sociedade arque com o custo elevado do risco de uma matriz predominantemente hidráulica para que a gestão da água seja feita adequadamente para que o cenário de uma crise hídrica não se torne cada dia mais evidente.

A determinação do início e do fim dos períodos chuvosos determinando ciclos hidrológicos, sobretudo na modelagem do Volume Mínimo Operativo, também é um tópico passível de revisão e análise, primeiramente porque esse ciclo não é comum a todas as bacias e porque é normal que em alguns anos a chuva se inicie antes ou depois do novembro sem que seja possível afirmar sobre ganhos ou perdas por conta disso, mas que podem servir de vies para o modelo por conta da tendência hidrológica.

Um último ponto que merece destaque é que, apesar da perda da capacidade de regularização do sistema que vem sendo observada nos últimos anos, o que sem dúvidas agravou o estado de atenção ao atendimento da demanda nos momentos de crise hídrica, é que existe a expectativa de crescimento expressivo da capacidade instalada de geração através de gás natural, o que consequentemente vai requerer o aumento dos estoques desse combustível, e sua gestão possui maior previsibilidade do que a gestão dos recursos hídricos, o que por sua vez, também acaba sendo uma forma de aversão a risco no SIN.

Apesar de todas as adversidades, o sistema elétrico brasileiro tem superado inúmeras crises em 25 anos, pois através delas, melhorias foram implementadas e mudanças estratégicas tem sido promovidas, apesar da demora ser maior do que a expectativa dos agentes, podendo ser, portanto, caracterizado como antifrágil, ou seja, a aleatoriedade e/ou volatilidade podem produzir benefícios para os agentes com capacidade de aprendizado na crise (NERY, 2019), sendo possível citar a evolução dos mecanismos de aversão a risco, junto com outros aprimoramentos e ajustes de variáveis do modelo. Entretanto, uma variável de extrema importância está em jogo dentro dessa resiliência do sistema: a natureza, e é notado cada vez mais certa dificuldade em sua recuperação, pois ano após ano os reservatórios atingem mínimas históricas, e existe um grande indicativo que sugere que mudanças climáticas estão afetando a hidrologia do Brasil. Sendo assim é requerido com certa urgência não só um aprofundamento nos estudos de aversão a risco pelos órgãos do setor, como já vem sendo feito, mas também em outros parâmetros de modelagem, sobretudo daqueles que dizem respeito à gestão de recursos hídricos e modelagem das afluições, antes que estes erros prejudiquem de uma vez por todas o sistema e ele perca sua capacidade de se reestabelecer perante as adversidades. É necessário avaliar também a frequência em que inconsistências na modelagem trouxeram prejuízo para o planejamento energético, pois é sabido que a modelagem perfeita de um sistema tão complexo é praticamente impossível, no entanto, não se pode naturalizar tais erros como inerentes ao planejamento, o que ressalta a necessidade de constante

aprimoramento das metodologias com até possíveis revisões metodológicas de todo o processo.

10 **REFERÊNCIA**

ALMEIDA, R. R. **Estratégia de contratação ótima de geradores hidroelétricos considerando os impactos dos procedimentos operativos de curto prazo.** [s.l: s.n.].

AMADEU, J. R.; BARBOSA, P. S. F. Stochastic simulation of Brazilian forward energy prices. **Energy Systems**, n. 0123456789, 2020.

ANA. **Agência Nacional de Águas.** Disponível em: <<https://www.ana.gov.br/>>.

ANEEL. **Agência Nacional de Energia Elétrica.** Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/>>.

ARFUX, G. A. B. **Gerenciamento De Riscos Na Comercialização De Energia Elétrica Com Uso De Instrumentos Derivativos: Uma Abordagem Via Teoria De Portfólios De Markowitz.** [s.l.] Universidade Federal de Santa Catarina, 2004.

BARDELIN, C. E. A. Os efeitos do Racionamento de Energia Elétrica ocorrido no Brasil em 2001 e 2002 com ênfase no Consumo de Energia Elétrica. p. 113p., 2004.

BENDERS, J. F. Partitioning procedures for solving mixed-variables programming problems. **Numerische Mathematik**, v. 4, n. 1, p. 238–252, 1962.

BRASIL. **Diário Oficial da União.** [s.l: s.n.].

CCEE. **Representação de Aversão a Risco no Planejamento da Operação e Formação do PLD,** 2016.

CCEE. **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.** Disponível em: <www.ccee.org.br>.

CCEE. **InfoPLD.** [s.l: s.n.].

CCEE; ONS. **O SIN e os modelos NEWAVE e DECOMP utilizados no planejamento da operação energética e no cálculo do PLD.** [s.l: s.n.].

CEPEL. Manual de Referência do Modelo DECOMP Versão 28. p. 143, 2018.

CEPEL. Manual do Usuário DESSEM. 2020a.

CEPEL. **Centro de Pesquisas de Energia Elétrica.** Disponível em: <<http://www.cepel.br/>>.

CEPEL. **Manual de Referência do Modelo GEVAZP Versão 8,** 2020c. Disponível em: <<http://www.cepel.br/>>

- CEPEL. **Manual de Referência do Modelo NEWAVE Versão 27**, 2020d.
- CEPEL. Revisão da Construção dos Cortes de Benders da PDDE no modelo PAR (p) - A. 2021.
- CHESF. **Redução Temporária da Vazão Mínima do Rio São Francisco para 1100 m³/s a partir da UHE Sobradinho**, 2013.
- COLLISCHONN, W.; DORNELLES, F. **Hidrologia para Engenharias e Ciências Ambientais**. 2^a ed. [s.l: s.n.].
- CPAMP. **Relatório Técnico - Desenvolvimento, implementação e testes de validação das metodologias para internalização de mecanismos de aversão a risco nos programas computacionais para estudos energéticos e formação de preço**. [s.l: s.n.].
- CPAMP. **Estudos da Representação de 12 Reservatórios Equivalentes a Partir De 2018**, 2017. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_513035>
- CPAMP. **Análise de alternativas para mitigação da volatilidade do CMO / PLD**, 2019a.
- CPAMP. **Consolidação das propostas e Parametrização do CVaR**, 2019b.
- CPAMP. **Representação Hidrológica: Geração de cenários**. 2019c.
- CPAMP. **Inclusão de Mecanismo Adicional de Segurança nos Modelos de Planejamento Energéticos - Volume Mínimo Operativo**, 2019d.
- CPAMP. **Atividades do Ciclo 2019/2020/2021**, 2021a.
- CPAMP. **Taxa de Desconto**. p. 1–21, 2021b.
- CPAMP. **Aprimoramento na Consideração do Volume Mínimo no Modelo DECOMP**. [s.l: s.n.].
- CPTEC. **Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos**. Disponível em: <<https://www.cptec.inpe.br/>>.
- DALL'ORTO, C. E. R. C. **Análise da Redução do Horizonte de Planejamento da Operação no Modelo Computacional de Médio Prazo**. 2017.
- DETZEL, D.; BESSA, M.; MINE, M. **Amostragem de Séries Sintéticas Hidrológicas. Revista Brasileira de Recursos Hídricos**, v. 18, n. 4, p. 173–184, 2013.
- EMBRAPA. **Sistema brasileiro de classificação de solos**. [s.l: s.n.].

EPE. Balanço Energético Nacional - Anexo I - Capacidade instalada

Balanço Energético Nacional - Séries Históricas Completas, 2020. Disponível em:

<<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/BEN-Series-Historicas-Completas>>

FALCETTA, F. A. M. Evolução da Capacidade de Regularização do Sistema

Hidráulico Brasileiro. [s.l.] Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2015.

HEIDEIER, R. B. et al. E Quando As Chuvas De Verão Forem Do Tipo Cisne Negro?

Xxiii Snptee Seminário Nacional De Produção E Transmissão De Energia Elétrica,

n. December, 2015.

KAIZER, I. M. Avaliação de métodos de composição de campos de precipitação

para uso em modelos hidrológicos distribuídos. [s.l.] Escola de Engenharia de São Carlos, 2006.

KAZAMA, F. N. Representação da Incerteza em Modelos de programação

Dinâmica Estocástica Através de Lattice Binomial: Análise na Perspectiva do

DECOMP. [s.l.] Universidade Estadual de Campinas, 2017.

KLIGERMAN, A. S. et al. Incorporação Da Curva De Aversão a Risco No Modelo

Newave. Xviii Snptee - Seminário Nacional De Produção E Transmissão De

Energia Elétrica, n. GOP-12, 2005.

LABADIE, J. W. Optimal Operation of Multireservoir Systems: State-of-the-Art

Review. Journal of Water Resources Planning and Management, v. 130, n. 2, p. 93–111, mar. 2004.

LYRA, M. DA S. Mitigação do Risco da alta volatilidade dos preços da energia elétrica

no mercado australiano. p. 104, 2005.

MACEIRA, M. E. P. Programação Dinâmica Dual Estocástica Aplicada ao

Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos com Representação

do Processo Estocástico de Afluências por Modelos Auto-Regressivos Periódicos. p. 39, 1994.

MACEIRA, M. E. P. Mecanismos de Aversão a Risco no Planejamento da Título do

trabalho Operação de Longo , Médio e Curto Prazos, 2013.

MEDEIROS, V. Por falta de gás natural para abastecer termelétricas, governo

passa a fazer uso de óleo diesel em usina do país. [s.l: s.n.]. Disponível em:

<<https://clickpetroleoegas.com.br/por-falta-de-gas-natural-para-abastecer-termoeletricas-governo-passa-a-fazer-uso-de-oleo-diesel-em-usinas-do-pais/>>.

MÉLLO, A.; BONNECARRERE, J. **Regularização de Vazões** Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, , 2020.

MIRANDA, R. B. et al. Generation of Synthetic Series of Flow for Hydrodynamic Modeling of Reservoir. n. 16, p. 1–8, 2012.

MME. Atlas do Potencial Eólico Brasileiro. **Ministério de Minas Energia**, p. 44, 2001.

MME. Plano Decenal de Expansão de Energia 2021. p. 80, 2013.

MME; CEPEL. **Manual de Inventário Hidroelétrico de Bacias Hidrográficas**, 2007.

MME; EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2029**, 2019. Disponível em: <[https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE 2029.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%2029.pdf)>

MME; EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2030. 2020.

MOREIRA, T.; GUSMÃO VELOSO, L. DE; REGRA, A. O Desafio Do Gás Natural-O Problema Da Segurança Do Abastecimento. n. 21, 2007.

MUMMEY, J. F. C. **Uma Contribuição Metodológica Para a Otimização Da Operação E Expansão Do Sistema Hidrotérmico Brasileiro Mediante a Representação Estocástica Da Geração Eólica**. [s.l: s.n.].

NAZARÉ, F. L. G. **Despacho Hidrotérmico com Critério de Aversão ao Risco : Impacto na Expansão da Geração do Sistema**. [s.l.] Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2017.

NERY, E. Resiliência de Sistemas Eletroenergéticos. In: INTERCIÊNCIA (Ed.). . Rio de Janeiro: [s.n.]. p. 201–2017.

ONS. SMAP Manual de Metodologia. p. 1–19, 2017.

ONS. **Plano de Operação Energética 2019-2023**, 2019a.

ONS. **Metodologia De Previsão De Precipitação Por Conjunto E Remoção De Viés Com Histórico De Curto Prazo**, 2019b.

ONS. PAR Executivo 2019-2023. **Suprimento-Eletrico**, p. 16, 2019c.

ONS. Plano de Operação Energética 2020/2024. p. 1–27, 2020a.

ONS. **Operador Nacional do Sistema.**

ONS. **Avaliação das Condições de Atendimento Eletroenergético do SIN**, 2020c.

ONS. **Operador Nacional do Sistema.** Disponível em: <www.ons.org.br>.

ONS. Plano da Operação Energética 2021-2025. 2021b.

ONS. AVALIAÇÃO DAS CONDIÇÕES DE ATENDIMENTO
ELETROENERGÉTICO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL - ESTUDO
PROSPECTIVO AGOSTO A NOVEMBRO DE 2021 SISTEMA INTERLIGADO
NACIONAL - ESTUDO. 2021c.

PEREIRA, M. V. F. et al. A Decomposition Approach to Automated
Generation/Transmission Expansion Planning. **IEEE Power Engineering Review**, v.
PAS-104, n. 11, p. 3074–3083, 1985.

PEREIRA, M. V. F.; PINTO, L. M. V. G. Multi-stage stochastic optimization applied to
energy planning. **Mathematical Programming**, v. 52, n. 1–3, p. 359–375, 1991.

PHILPOTT, A. B.; DE MATOS, V. L. Dynamic sampling algorithms for multi-stage
stochastic programs with risk aversion. **European Journal of Operational Research**,
v. 218, n. 2, p. 470–483, 2012.

PORTO, M. F. A.; PORTO, R. L. L. Gestão de bacias hidrográficas. **Estudos
Avancados**, v. 22, n. 63, p. 43–60, 2008.

SHAPIRO, A. et al. Risk neutral and risk averse Stochastic Dual Dynamic
Programming method. **European Journal of Operational Research**, v. 224, n. 2, p.
375–391, jan. 2013.

TIEZZI, R. O. et al. Trends of streamflow under climate change for 26 Brazilian basins.
Water Policy, v. 21, n. 1, p. 206–220, 2019.

TOLEDO FILHO, D. F. DE. Integração Da Política Climática: Segurança Energética E
Proteção Climática, Lições Das Experiências Da Alemanha E Do Reino Unido. **Centro
De Desenvolvimento Sustentável**, v. 53, n. 9, p. 1689–1699, 2014.

TU, M. Y.; HSU, N. S.; YEH, W. W. G. Optimization of reservoir management and
operation with hedging rules. **Journal of Water Resources Planning and
Management**, v. 129, n. 2, p. 86–97, 2003.

UNIÃO, T. DE C. DA. **Relatório - Pedido de Reexame em Monitoramento**, 2014.

VASCONCELLOS, C. L. V. DE. **Aprimoramento na metodologia de superfície de aversão ao risco (SAR) para o problema de planejamento de médio prazo da operação de sistemas hidrotérmicos**, 2016.

WURBS, R. A. limited to predicting system performance for a user-specified set of variable values , optimization models automatically search for an " optimum " solution. Although optimization and simulation are two alternative modeling approaches with different character. **Journal of Water Resources Planning and Management**, v. 119, n. 4, p. 455–472, 1993.

XU, B. et al. Scenario tree reduction in stochastic programming with recourse for hydropower operations. **Water Resources Research**, v. 51, n. 8, p. 6359–6380, ago. 2015.

ZAMBON, R. C. **Planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de grande porte**. [s.l.] Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2008.

ZAMBON, R. C. A operação dos reservatórios e o planejamento da operação hidrotérmica do Sistema Interligado Nacional. **Revista USP**, n. 104, p. 133, 2015.

11 ANEXO

Tabela 91 - Valores de PLD para o Sudeste com diferentes mecanismos de aversão a risco no ano de 2019

Sudeste	2019	CVaR 50:40	CVaR 50:35	CVaR 55:35	Sem Risco	Vmin	Vmin sens	Vmin+CVaR 50:35	Vmin+CVaR 50:40	SAR
Jan	RV0 - Jan	136.43	115.83	96.15	15.51	25.5	50.3	144.66	178.62	21.79
	RV1 - Jan	138.8	117.37	97.64	15.67	25.74	50.39	145.55	177.7	21.29
	RV2 - Jan	166.17	143.65	121.88	24.28	41.32	82.49	183.42	224.26	35.68
	RV3 - Jan	178.76	156.37	132.85	28.71	50.64	101.12	202.42	250.09	43.31
Fev	RV0 - Fev	337.1	292.16	263.49	91.27	157.65	290.28	458.04	547.32	141.23
	RV1 - Fev	451.57	384.78	353.96	147.16	240.99	476.02	667.06	781.26	212.77
	RV2 - Fev	510.81	442.32	408.01	173.77	306.96	615.73	855.62	1006.84	259.06
	RV3 - Fev	472.96	402.93	362.24	148.47	254.93	536	745.52	893.35	219.25
Mar	RV0 - Mar	339.46	300.54	263.16	87.78	142.33	265.67	425.65	525.88	126.57
	RV1 - Mar	251.81	217.04	192.57	46	75.57	140.33	289.55	349.15	65.57
	RV2 - Mar	250.06	215.84	191.51	45.05	73.56	135.33	292.73	353.34	64.29
	RV3 - Mar	199.09	169.49	148.59	28.98	46.8	79	215.9	264.93	40.44
Abr	RV4 - Mar	229.74	197.66	175.43	38.09	63.67	111.37	260.52	316.34	54.9
	RV0 - Abr	210.52	187.93	160.23	49.43	84.92	162.23	248.14	282.37	69.42
	RV1 - Abr	181.41	159.59	134.23	34.82	62.87	118.72	209.9	241.1	52.11
	RV2 - Abr	186.94	163.79	137.66	34.28	61.82	118.94	216	249.38	50.75
Mai	RV3 - Abr	172.38	151.07	122.6	26.86	47.99	90.22	193.67	222.57	38.76
	RV0 - Mai	142.12	125.12	115.6	21.47	40.46	76.16	169.61	198.16	33.39
	RV1 - Mai	174.86	149.73	134.22	30.35	57.57	108.55	202.13	235.39	47.31
	RV2 - Mai	98.21	85.74	75.49	12.43	25	44.01	110.91	121.06	20.98
Jun	RV3 - Mai	136.05	118.91	107.34	20.8	40.23	72.03	153.87	178.83	33
	RV4 - Mai	128.33	110.24	99.79	16.93	31.91	58.82	140.66	164.13	26.71
	RV0 - Jun	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RV1 - Jun	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Jul	RV2 - Jun	78.42	67.26	63.27	9.91	17.67	31.96	88.42	99.33	14.8
	RV3 - Jun	124.92	118.27	105.32	19.23	33.46	60.58	131.63	139.15	29.4
	RV0 - Jul	170.94	149.57	136.45	31.39	59.28	118.07	191.59	227.65	50.28
	RV1 - Jul	177.6	155.85	138.48	32.17	60	112.02	202.18	240.86	50.47
Ago	RV2 - Jul	175.04	153.26	135.95	30.02	55.44	106.49	197.32	237.64	47.65
	RV3 - Jul	186.18	162.78	145.13	32.61	61.44	119.66	212.02	253.64	51.14
	RV0 - Ago	225	191.91	172.6	47.09	85.05	145.49	263.48	319.92	72.04
	RV1 - Ago	236.35	202.15	180.81	50.21	91.95	171.35	279.7	340.29	77.08
Set	RV2 - Ago	233.3	198.6	177.42	48.54	87.66	158.31	275.98	334.74	74.25
	RV3 - Ago	241.04	204.67	182.05	49.73	90.1	170.99	284.79	345.89	76.08
	RV4 - Ago	247.08	209.01	186.83	50.72	92.88	192.81	293.88	354.57	78.36
	RV0 - Set	200.69	171.69	149.26	34.87	66.64	277.12	235.14	277.12	58.06
Out	RV1 - Set	210.71	177.88	158.08	37.77	73.07	297.41	251.09	297.41	62.74
	RV2 - Set	225.55	192.88	168.9	41.65	84.4	324.01	271.41	324.01	69.86
	RV3 - Set	231.12	197.27	174.22	43.2	89.49	330.86	279.77	330.86	72.36
	RV0 - Out	238.02	201.91	175.33	50.06	98.96	244.25	294.4	350.44	81.52
Nov	RV1 - Out	270.84	228.23	201.29	62.86	128.38	386.42	346.42	407.54	100.19
	RV2 - Out	273.52	229.6	205.63	67.41	136.12	428.76	353.58	417.4	104.6
	RV3 - Out	273.51	230.47	205.14	61.71	132.92	471.8	360.6	423.18	100.48
	RV0 - Nov	301.65	263.23	234.38	77.36	140.83	264.88	417.22	489.07	122.72
Dez	RV1 - Nov	334.73	281.31	254.55	86.62	158.5	343.68	470.2	557.21	136.8
	RV2 - Nov	308.2	259.96	230.65	72.75	134.99	271.82	432.84	516.21	120.63
	RV3 - Nov	322.84	273.51	243.99	75.89	144.29	305.47	458.86	548.08	125.58
	RV4 - Nov	317.33	268.7	239.08	72.17	136.13	289.19	454.7	541.06	120.38
Média	RV0 - Dez	234.99	196.32	172.62	46.35	81.93	129.74	284.15	347.5	72.78
	RV1 - Dez	217.57	180.36	157.45	38.21	69.89	258.48	258.48	316.22	59.96
	RV2 - Dez	226.59	189.04	165.22	33.49	72.73	274.94	274.94	340.23	60.28
	RV3 - Dez	195.13	161.47	143.69	32.62	58.3	233.56	233.56	285.97	51.36
Média		222.55	190.87	169.20	47.59	86.56	198.15	281.34	335.10	73.47

Fonte: Autora

Tabela 92 - Valores de PLD para o Sul com diferentes mecanismos de aversão a risco no ano de 2019

Sul	2019	CVaR 50:40	CVaR 50:35	CVaR 55:35	Sem Risco	Vmin	Vmin sens	Vmin+CVaR 50:35	Vmin+CVaR 50:40	SAR
Jan	RV0 - Jan	136.43	115.83	96.15	15.51	25.5	50.3	144.66	178.62	21.79
	RV1 - Jan	138.8	117.37	97.64	15.67	25.74	50.39	145.55	177.7	21.29
	RV2 - Jan	166.17	143.65	121.88	24.28	41.32	82.49	183.42	224.26	35.68
	RV3 - Jan	178.76	156.37	132.85	28.71	50.64	101.12	202.42	250.09	43.31
Fev	RV0 - Fev	337.1	292.16	263.49	91.27	157.65	290.28	458.04	547.32	141.23
	RV1 - Fev	451.57	384.78	353.96	147.16	240.99	476.02	667.06	781.26	212.77
	RV2 - Fev	510.81	442.32	408.01	173.77	306.96	615.73	855.62	1006.84	259.06
	RV3 - Fev	472.96	402.93	362.24	148.47	254.93	536	745.52	893.35	219.25
Mar	RV0 - Mar	339.46	300.54	263.16	87.78	142.33	265.67	425.65	525.88	126.57
	RV1 - Mar	251.81	217.04	192.57	46	75.57	140.33	289.55	349.15	65.57
	RV2 - Mar	250.06	215.84	191.51	45.05	73.56	135.33	292.73	353.34	64.29
	RV3 - Mar	199.09	169.49	148.59	28.98	46.8	79	215.9	264.93	40.44
Abr	RV4 - Mar	229.74	197.66	175.43	38.09	63.67	111.37	260.52	316.34	54.9
	RV0 - Abr	210.52	187.93	160.23	49.43	84.92	162.23	248.14	282.37	69.42
	RV1 - Abr	181.41	159.59	134.23	34.82	62.87	118.72	209.9	241.1	52.11
	RV2 - Abr	186.94	163.79	137.66	34.28	61.82	118.94	216	249.38	50.75
Mai	RV3 - Abr	172.38	151.07	122.6	26.86	47.99	90.22	193.67	222.57	38.76
	RV0 - Mai	142.12	125.12	115.6	21.47	40.46	76.16	169.61	198.16	33.4
	RV1 - Mai	174.86	149.73	134.22	30.35	57.57	108.55	202.13	235.39	47.31
	RV2 - Mai	98.21	85.74	75.49	12.43	25	44.01	110.91	121.06	20.98
Jun	RV3 - Mai	136.05	118.91	107.34	20.8	40.23	72.03	153.87	178.83	33
	RV4 - Mai	128.33	110.24	99.79	16.93	31.91	58.82	140.66	164.13	26.71
	RV0 - Jun	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RV1 - Jun	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Jul	RV2 - Jun	78.42	67.26	63.27	9.91	17.67	31.96	88.42	99.33	14.8
	RV3 - Jun	124.92	117.4	104.58	19.01	33.09	60.02	131.63	139.15	29.03
	RV0 - Jul	170.94	149.57	136.45	31.39	59.28	118.07	191.59	227.65	50.28
	RV1 - Jul	177.6	155.85	138.48	32.17	60	112.02	202.18	240.86	50.47
Ago	RV2 - Jul	175.04	153.26	135.95	30.02	55.43	106.49	197.32	237.64	47.65
	RV3 - Jul	186.18	162.78	145.13	32.61	61.44	119.66	212.02	253.64	51.14
	RV0 - Ago	225	191.91	172.6	47.09	85.05	145.49	263.48	319.92	72.04
	RV1 - Ago	236.35	202.15	180.81	50.21	91.95	171.35	279.7	340.29	77.08
Set	RV2 - Ago	233.3	198.6	177.42	48.54	87.66	158.31	275.98	334.74	74.25
	RV3 - Ago	241.04	204.67	182.05	49.73	90.1	170.99	284.79	345.89	76.08
	RV4 - Ago	247.08	209.01	186.83	50.72	92.88	192.81	293.88	354.57	78.36
	RV0 - Set	200.69	171.69	149.26	34.87	66.64	277.12	235.14	277.12	58.06
Out	RV1 - Set	210.71	177.88	158.08	37.77	73.07	297.41	251.09	297.41	62.74
	RV2 - Set	225.55	192.88	168.9	41.65	84.4	324.01	271.41	324.01	69.86
	RV3 - Set	231.12	197.27	174.22	43.2	89.48	330.86	279.77	330.86	72.36
	RV0 - Out	238.02	201.91	175.33	50.06	98.96	244.25	294.4	350.44	81.52
Nov	RV1 - Out	270.84	228.23	201.29	62.86	128.38	386.42	346.42	407.54	100.19
	RV2 - Out	273.52	229.6	205.63	67.41	136.12	428.76	353.58	417.4	104.6
	RV3 - Out	273.51	230.47	205.14	61.71	132.92	471.8	360.6	423.18	100.48
	RV0 - Nov	301.65	263.23	234.38	77.36	140.83	264.88	417.22	489.07	122.72
Dez	RV1 - Nov	334.73	281.31	254.55	86.62	158.5	343.68	470.2	557.21	136.8
	RV2 - Nov	308.2	259.96	230.65	72.75	134.99	271.82	432.84	516.21	120.63
	RV3 - Nov	322.84	273.51	243.99	75.89	144.29	305.47	458.86	548.08	125.58
	RV4 - Nov	317.33	268.7	239.08	72.17	136.13	289.19	454.7	541.06	120.38
Média	RV0 - Dez	234.99	196.32	172.62	46.35	81.93	129.74	284.15	347.5	72.78
	RV1 - Dez	217.57	180.36	157.45	38.21	69.89	258.48	258.48	316.22	59.96
	RV2 - Dez	226.59	189.04	165.22	33.49	72.73	274.94	274.94	340.23	60.28
	RV3 - Dez	195.13	161.47	143.69	32.62	58.3	233.56	233.56	285.97	51.36
Média		222.55	190.85	169.19	47.59	86.55	198.14	281.34	335.10	73.46

Fonte: Autora

Tabela 93 - Valores de PLD para o Nordeste com diferentes mecanismos de aversão a risco no ano de 2019

Nordeste	2019	CVaR 50:40	CVaR 50:35	CVaR 55:35	Sem Risco	Vmin	Vmin+CVaR 50:35	Vmin sens	Vmin+CVaR 50:40	SAR
Jan	RV0 - Jan	53.86	47.23	48.71	3.71	11.16	80.46	20.53	80.46	19.43
	RV1 - Jan	103.89	103.89	96.99	15.63	25.64	103.89	50.15	103.89	21.21
	RV2 - Jan	80.44	80.44	80.44	23.97	40.78	81.85	80.44	87.18	35.58
	RV3 - Jan	42.35	27.82	26.83	2.6	20.47	102.39	31.31	132.95	42.5
Fev	RV0 - Fev	137.55	137.55	128.84	41.44	129.53	137.55	137.55	137.55	111.92
	RV1 - Fev	141.05	144.6	139.37	50.95	133.51	144.37	138.3	146.16	133.85
	RV2 - Fev	178.71	178.71	176.15	146.16	178.71	178.71	178.71	178.71	178.71
	RV3 - Fev	164.36	164.18	161.6	85.3	164.36	172.37	166.42	167.59	164.36
Mar	RV0 - Mar	178.71	178.71	178.71	87.44	141.93	188	178.71	188	126.65
	RV1 - Mar	164.36	161.29	161.73	44.21	74.45	170.3	132.98	164.36	64.78
	RV2 - Mar	160.22	160.22	160.22	45.01	73.52	163.88	135.01	164.36	64.29
	RV3 - Mar	160.22	160.22	145.87	28.32	46.67	160.22	78.55	160.22	40.36
	RV4 - Mar	160.22	160.22	160.22	37.6	63.67	160.22	109.44	160.22	54.9
Abr	RV0 - Abr	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RV1 - Abr	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RV2 - Abr	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RV3 - Abr	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mai	RV0 - Mai	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RV1 - Mai	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RV2 - Mai	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RV3 - Mai	80.44	80.44	80.44	20.16	39.04	80.44	68.49	80.44	32.11
	RV4 - Mai	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Jun	RV0 - Jun	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RV1 - Jun	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RV2 - Jun	78.42	67.26	63.27	9.91	17.67	88.42	31.96	99.33	14.8
	RV3 - Jun	124.92	118.27	105.32	19.23	33.46	131.63	60.58	138.59	29.4
Jul	RV0 - Jul	170.94	149.57	136.45	31.39	59.28	191.59	118.07	227.65	50.28
	RV1 - Jul	177.6	155.85	138.48	32.17	60	202.18	112.02	240.86	50.47
	RV2 - Jul	175.04	153.26	135.95	30.02	55.43	197.32	106.49	237.64	47.65
	RV3 - Jul	186.18	162.78	145.13	32.61	61.44	212.02	119.66	253.64	51.14
Ago	RV0 - Ago	174.61	173.38	160.65	47.09	85.05	217.98	139.89	217.98	72.04
	RV1 - Ago	217.98	195.75	173.38	50.21	91.95	259.07	167.34	314.32	77.08
	RV2 - Ago	217.98	188.39	173.38	48.54	87.66	257.89	154.63	305.78	74.25
	RV3 - Ago	223.39	198.96	173.38	49.73	90.1	273.47	167.9	331.43	76.08
	RV4 - Ago	198.37	176.71	170.05	50.72	92.88	258.54	166.68	307.3	78.36
Set	RV0 - Set	200.34	171.42	149.26	34.87	66.64	234.22	277.12	277.12	58.06
	RV1 - Set	210.71	177.88	158.08	37.77	73.07	251.09	297.41	297.41	62.74
	RV2 - Set	221.28	187.61	168.66	41.65	84.4	264.98	316.39	316.39	69.86
	RV3 - Set	231.12	197.27	174.22	43.2	89.48	279.77	330.86	330.86	72.36
Out	RV0 - Out	238.02	201.91	175.33	50.06	98.96	294.4	244.25	350.44	81.52
	RV1 - Out	270.84	228.23	201.29	62.86	128.38	346.42	386.42	407.54	100.19
	RV2 - Out	273.52	229.42	205.48	67.41	136.12	353.58	428.54	417.4	104.6
	RV3 - Out	273.51	230.34	205.11	61.71	132.92	360.6	470.3	423.14	100.48
Nov	RV0 - Nov	301.65	263.23	234.38	77.36	140.83	417.22	264.88	489.07	122.72
	RV1 - Nov	334.73	281.31	254.55	86.62	158.5	470.2	343.68	557.21	136.8
	RV2 - Nov	308.2	259.96	230.65	72.75	134.99	432.84	271.82	516.21	120.63
	RV3 - Nov	322.84	273.51	243.99	75.89	144.29	458.86	305.47	548.08	125.58
	RV4 - Nov	317.33	268.7	239.08	72.17	136.13	454.7	289.07	541.06	120.38
Dez	RV0 - Dez	234.99	196.32	172.62	46.35	81.93	284.15	129.74	347.5	72.78
	RV1 - Dez	217.57	180.36	157.45	38.21	69.89	258.48	258.48	316.22	59.96
	RV2 - Dez	226.59	189.04	165.22	33.49	72.73	274.94	274.94	340.23	60.28
	RV3 - Dez	195.13	161.47	143.69	32.62	58.3	233.56	233.56	285.97	51.36
	Média	156.35	138.92	126.94	37.87	70.88	190.09	153.36	219.01	62.16

Fonte: Autora

Tabela 94 - Valores de PLD para o Norte com diferentes mecanismos de aversão a risco no ano de 2019

Norte	2019	CVaR 50:40	CVaR 50:35	CVaR 55:35	Sem Risco	Vmin	Vmin sens	Vmin+CVaR 50:35	Vmin+CVaR 50:40	SAR
Jan	RV0 - Jan	53.86	47.23	48.71	3.71	11.16	20.53	80.46	80.46	19.43
	RV1 - Jan	103.89	103.89	96.99	15.63	25.64	50.15	103.89	103.89	21.21
	RV2 - Jan	80.44	80.44	80.44	23.97	40.78	80.44	81.85	87.18	35.58
	RV3 - Jan	42.35	7.88	5.65	2.6	7.01	9.72	15.85	15.8	5.74
Fev	RV0 - Fev	137.55	80.39	79.93	37.05	49.52	61.38	80.44	80.88	52.29
	RV1 - Fev	141.05	22.97	22.17	12.84	17.35	19.09	24.09	25.81	17.41
	RV2 - Fev	178.71	52.44	44.28	27.18	33.2	37.54	47.28	53.58	35.43
	RV3 - Fev	164.36	33.28	27.06	15.45	20.02	21.02	28.85	33.49	21.7
Mar	RV0 - Mar	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RV1 - Mar	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RV2 - Mar	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RV3 - Mar	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RV4 - Mar	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Abr	RV0 - Abr	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RV1 - Abr	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RV2 - Abr	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RV3 - Abr	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mai	RV0 - Mai	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RV1 - Mai	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RV2 - Mai	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RV3 - Mai	80.44	80.44	80.44	20.16	39.04	68.49	80.44	80.44	30.81
	RV4 - Mai	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Jun	RV0 - Jun	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RV1 - Jun	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RV2 - Jun	78.42	67.26	63.27	9.91	17.67	31.96	88.42	99.33	14.8
	RV3 - Jun	124.92	118.27	105.32	19.23	33.46	60.58	131.63	138.59	29.4
Jul	RV0 - Jul	170.94	149.57	136.45	31.39	59.28	118.07	191.59	227.65	50.28
	RV1 - Jul	177.6	155.85	138.48	32.17	60	112.02	202.18	240.86	50.47
	RV2 - Jul	175.04	153.26	135.95	30.02	55.43	106.49	197.32	237.64	47.65
	RV3 - Jul	186.18	162.78	145.13	32.61	61.44	119.66	212.02	253.64	51.14
Ago	RV0 - Ago	174.61	173.38	160.65	47.09	85.05	139.89	217.98	217.98	72.04
	RV1 - Ago	217.98	195.75	173.38	50.21	91.95	167.34	259.07	314.32	77.08
	RV2 - Ago	217.98	188.39	173.38	48.54	87.66	154.63	257.89	305.78	74.25
	RV3 - Ago	223.39	198.96	173.38	49.73	90.1	167.9	273.47	331.43	76.08
	RV4 - Ago	198.37	176.71	170.05	50.72	92.88	166.68	258.54	307.3	78.36
Set	RV0 - Set	200.34	171.42	149.26	34.87	66.64	277.12	234.22	277.12	58.06
	RV1 - Set	210.71	177.88	158.08	37.77	73.07	297.41	251.09	297.41	62.74
	RV2 - Set	221.28	189.01	168.66	41.65	84.4	316.58	264.98	316.58	69.86
	RV3 - Set	231.12	197.27	174.22	43.2	89.48	330.86	279.77	330.86	72.36
Out	RV0 - Out	238.02	201.91	175.33	50.06	98.96	244.25	294.4	350.44	81.52
	RV1 - Out	270.84	228.23	201.29	62.86	128.38	386.42	346.42	407.54	100.19
	RV2 - Out	273.52	229.6	205.63	67.41	136.12	428.76	353.58	417.4	104.6
	RV3 - Out	273.51	230.34	205.11	61.71	132.92	471.74	360.6	423.14	100.48
Nov	RV0 - Nov	301.65	263.23	140.83	77.36	140.83	264.88	417.22	489.07	122.72
	RV1 - Nov	334.73	281.31	158.5	86.62	158.5	343.68	470.2	557.21	136.8
	RV2 - Nov	308.2	259.96	134.99	72.75	134.99	271.82	432.84	516.21	120.63
	RV3 - Nov	322.84	273.51	144.29	75.89	144.29	305.47	458.86	548.08	125.58
	RV4 - Nov	317.33	268.7	136.13	72.17	136.13	289.07	454.7	541.06	120.38
Dez	RV0 - Dez	234.99	196.32	172.62	46.35	81.93	129.74	284.15	347.5	72.78
	RV1 - Dez	217.57	180.36	157.45	38.21	69.89	258.48	258.48	316.22	59.96
	RV2 - Dez	226.59	189.04	165.22	33.49	72.73	274.94	274.94	340.23	60.28
	RV3 - Dez	195.13	161.47	143.69	32.62	58.3	233.56	233.56	285.97	51.36
	Média	140.51	114.40	93.32	28.75	53.58	131.51	163.52	192.27	45.80

Fonte: Autora

Tabela 95 - Valores de PLD para o Sudeste com diferentes mecanismos de aversão a risco no ano de 2020

Sudeste	2020	CVaR 50:40	CVaR 50:35	CVaR 55:35	Sem Risco	Vmin	Vmin sens	Vmin+CVaR 50:35	Vmin+CVaR 50:40	SAR
Jan	RV0 - Jan	258.06	228.68	201.58	67.33	107.66	263.11	290.33	325.78	163.99
	RV1 - Jan	320.14	283.44	244.82	89.68	138.76	204.48	368.51	410.19	194.58
	RV2 - Jan	246.58	214.38	184.28	53.95	88.33	129.82	268.32	300.79	152.9
	RV3 - Jan	304.21	269.55	231.51	77.74	122.91	186	355.42	394.54	182.55
Fev	RV4 - Jan	283.5	249.14	215.29	66.12	106.89	162.43	333	365.84	168.49
	RV0 - Fev	192.55	165.43	149.37	31.21	50.11	87.38	190.96	223.25	129.8
	RV1 - Fev	159.47	134.74	122.31	18.17	25.57	41.39	150.67	177.8	106.4
	RV2 - Fev	155.89	131.7	117.33	16.58	22.95	38.19	146.13	171.26	101.73
Mar	RV3 - Fev	150.66	126	111.58	14.62	20.14	33.62	143.85	163.6	96.77
	RV0 - Mar	67.2	56.16	45.54	3.1	4.29	6.43	58.6	72.09	18.92
	RV1 - Mar	100.21	84.35	70.58	5.38	7.66	11.38	86.62	109.89	32.51
	RV2 - Mar	115.09	96.3	82.98	7.24	10.61	16.26	100.86	126	42.39
Abr	RV3 - Mar	115.88	96.81	85.15	7.89	11.51	19.63	101.98	126.11	46.42
	RV0 - Abr	0.17	0	0	0	0.01	0	0.01	0	0.15
	RV1 - Abr	0.17	0.13	0.1	0.2	0.05	0.05	0.11	0.17	0.38
	RV2 - Abr	0.15	0.12	0.15	0.2	0.04	0.06	0.1	0.09	0.08
Mai	RV3 - Abr	0.02	0	0	0	0	0	0	0	0
	RV0 - Mai	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RV1 - Mai	32.72	25.98	18.57	1.06	2.85	8.39	36.13	41.09	6.58
	RV2 - Mai	39.36	32.98	24.28	1.62	4.3	14.53	43.61	52.04	7.93
Jun	RV3 - Mai	71.74	59.41	44.77	3.28	8.45	28.21	78.88	91.76	15.03
	RV4 - Mai	75.55	65.11	48.54	3.63	9.3	33.21	91.41	102.25	16.3
	RV0 - Jun	106	76.99	62.83	4.74	11.75	34.57	104.09	130.37	13.11
	RV1 - Jun	117.72	83.02	66.89	5.02	12.57	39.26	114.92	144.79	13.55
Jul	RV2 - Jun	131.01	92.28	72.56	5.95	15.08	49.23	127.68	167.61	14.25
	RV3 - Jun	120.69	85.48	68.98	5.65	13.94	39.47	117.82	153.87	14.05
	RV0 - Jul	84.19	63.81	41.89	3.71	9.33	23.49	96.57	118.99	10.03
	RV1 - Jul	74.19	53.01	34.67	2.71	7	16.27	83.69	106.85	8.45
Ago	RV2 - Jul	74.46	54.35	35.64	2.82	7.06	16.36	85.45	104.22	8.66
	RV3 - Jul	79.89	58.41	38.03	2.93	7.7	18.23	90.32	112.61	9.24
	RV4 - Jul	81.89	60.92	40.06	3.11	8.23	20.57	93.25	116.63	9.57
	RV0 - Ago	81.48	57.03	46.14	3.35	9.74	23.32	92.98	115.06	4.29
Set	RV1 - Ago	87.68	62.06	50	3.79	10.96	28	103.18	127.65	4.46
	RV2 - Ago	80.72	55.88	45.25	3.35	9.55	23.7	94.16	116.89	4.31
	RV3 - Ago	51.75	33.88	25.38	1.42	4.4	10.17	58.27	74.36	3.38
	RV0 - Set	64.44	40.96	31.11	1.76	5.38	12.82	66.89	87.64	9.24
Out	RV1 - Set	71.25	46.71	36.06	2.18	6.49	15.88	76.24	99.7	12.4
	RV2 - Set	84.63	53.53	42.88	2.93	8.45	22.46	88.98	118.06	16.1
	RV3 - Set	99.92	63.22	49.85	3.85	11.02	38.93	105.54	137.65	23.05
	RV0 - Out	160.6	128.44	99.27	10.57	27.14	74.28	172.67	214.66	26.07
Nov	RV1 - Out	244.83	205.7	171.53	27.54	63.91	244.49	261.89	312.67	52.56
	RV2 - Out	263.68	223.73	191.8	31.26	72.93	291.98	281.43	340.78	61.86
	RV3 - Out	293.76	255.74	222.47	60.23	98.99	432.31	315.94	371.55	82.72
	RV4 - Out	294.91	260.7	231.16	47.6	89.13	424.36	317.13	378.32	75.16
Dez	RV0 - Nov	363.48	312.36	273.17	167.46	206.75	239.35	370.77	438.59	161.35
	RV1 - Nov	626.06	596.43	576.54	562.35	562.62	598.76	635.06	669.79	562.22
	RV2 - Nov	464.37	394.33	346.61	212.97	216.96	343.76	476.59	551.5	213.55
	RV3 - Nov	612.5	534.11	461.83	344.68	344.73	534.02	626.11	637.57	348.74
Média	RV0 - Dez	752.01	699.16	683.9	684.4	684.19	684.79	751.96	755.44	678
	RV1 - Dez	203.34	194.42	192.77	66.94	86.56	138.21	210.74	214.08	135.44
	RV2 - Dez	255.59	232.97	227.5	85.57	138.4	181.13	264.24	279.94	174.61
	RV3 - Dez	190.26	180.26	170.51	44.27	79.62	123.66	198.36	218.14	114.65
Média		171.28	145.78	127.62	55.27	68.71	115.93	179.39	205.20	83.63

Fonte: Autora

Tabela 96 - Valores de PLD para o Sul com diferentes mecanismos de aversão a risco no ano de 2020

Sul	2020	CVaR 50:40	CVaR 50:35	CVaR 55:35	Sem Risco	Vmin	Vmin sens	Vmin+CVaR 50:35	Vmin+CVaR 50:40	SAR
Jan	RV0 - Jan	258.06	228.68	201.58	67.33	107.66	263.11	290.33	325.78	163.99
	RV1 - Jan	320.14	283.44	244.82	89.68	138.76	204.48	368.51	410.19	194.58
	RV2 - Jan	246.58	214.38	184.28	53.95	88.33	129.82	268.32	300.79	152.9
	RV3 - Jan	304.21	269.55	231.51	77.74	122.91	186	355.42	394.54	182.55
Fev	RV4 - Jan	283.5	249.14	215.29	66.12	106.89	162.43	333	365.84	168.49
	RV0 - Fev	192.55	165.43	149.37	31.21	50.18	87.58	191.01	223.25	129.8
	RV1 - Fev	161.48	135.63	126	18.33	85.72	143.83	174.24	186.3	107.14
	RV2 - Fev	156.51	133.16	122.81	16.69	103.82	137.4	171.14	183.48	101.81
Mar	RV3 - Fev	153.17	129.35	119.12	14.95	111.07	152.11	180.77	192.02	97.65
	RV0 - Mar	77.39	64.09	51.78	3.63	6.79	40.62	66.78	81.95	23.13
	RV1 - Mar	105.25	87.96	74.28	5.96	90.09	113.87	158.2	172.95	36.12
	RV2 - Mar	125.41	106.31	90.85	10.13	118	139.63	224.12	249.21	48.36
Abr	RV3 - Mar	123.7	104.88	91.55	10.22	105.92	124.97	201.83	223.19	51.13
	RV0 - Abr	0.17	0	0	0	0.01	0	0.01	0	0.15
	RV1 - Abr	0.18	0.13	0.1	0.2	0.05	0.05	0.11	0.17	0.38
	RV2 - Abr	0.15	0.12	0.15	0.2	0.04	0.06	0.1	0.09	0.08
Mai	RV3 - Abr	0.02	0	0	0	0	0	0	0	0
	RV0 - Mai	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RV1 - Mai	32.72	25.98	18.57	1.06	2.85	8.39	36.13	41.09	6.58
	RV2 - Mai	39.36	32.98	24.28	1.62	4.3	14.53	43.61	52.04	7.93
Jun	RV3 - Mai	71.74	59.41	44.77	3.28	8.45	28.21	78.88	91.76	15.03
	RV4 - Mai	75.55	65.11	48.54	3.63	9.3	33.21	91.41	102.25	16.3
	RV0 - Jun	106	76.99	62.83	4.74	11.75	34.57	104.09	130.37	13.11
	RV1 - Jun	117.72	83.02	66.89	5.02	12.57	39.26	114.92	144.79	13.55
Jul	RV2 - Jun	131.01	92.28	72.56	5.95	15.08	49.23	127.68	167.61	14.25
	RV3 - Jun	120.69	85.48	68.98	5.65	13.94	39.47	117.82	153.87	14.05
	RV0 - Jul	84.19	63.81	41.89	3.71	9.33	23.49	96.57	118.99	10.03
	RV1 - Jul	74.19	53.01	34.67	2.72	7	16.27	83.69	106.85	8.45
Ago	RV2 - Jul	74.46	54.35	35.64	2.82	7.06	16.36	85.45	104.22	8.66
	RV3 - Jul	79.89	58.41	38.03	2.93	7.7	18.23	90.32	112.61	9.24
	RV4 - Jul	81.89	60.92	40.06	3.11	8.23	20.57	93.25	116.63	9.57
	RV0 - Ago	81.48	57.03	46.14	3.35	9.74	23.32	92.98	115.06	4.29
Set	RV1 - Ago	87.68	62.06	50	3.79	10.96	28	103.18	127.65	4.46
	RV2 - Ago	80.72	55.88	45.25	3.35	9.55	23.7	94.16	116.89	4.31
	RV3 - Ago	51.75	33.88	25.38	1.42	4.4	10.17	58.27	74.36	3.38
	RV0 - Set	64.44	40.96	31.11	1.76	5.38	12.82	66.89	87.64	9.24
Out	RV1 - Set	71.25	46.71	36.06	2.18	6.49	15.88	76.24	99.7	12.4
	RV2 - Set	84.63	53.53	42.88	2.93	8.45	22.46	88.98	118.06	16.1
	RV3 - Set	99.92	63.22	49.85	3.85	11.02	38.93	105.54	137.65	23.05
	RV0 - Out	160.6	128.44	99.27	10.57	27.14	74.28	172.67	214.66	26.07
Nov	RV1 - Out	244.83	205.7	171.53	27.54	63.91	244.49	261.89	312.67	52.56
	RV2 - Out	263.68	223.73	191.8	31.26	72.93	291.98	281.43	340.78	61.86
	RV3 - Out	293.76	255.74	222.47	60.23	98.99	432.31	315.94	371.55	82.72
	RV4 - Out	294.91	260.7	231.16	47.6	89.13	424.36	317.13	378.32	75.16
Dez	RV0 - Nov	363.48	312.36	273.17	167.46	206.75	239.35	370.77	438.59	161.35
	RV1 - Nov	626.06	596.43	576.54	562.35	562.62	598.76	635.06	669.79	562.22
	RV2 - Nov	464.37	394.33	346.61	212.97	216.96	343.76	476.59	551.5	213.55
	RV3 - Nov	612.5	534.11	461.83	344.68	344.73	534.02	626.11	637.57	348.74
Média	RV0 - Dez	752.01	699.16	683.9	684.4	684.19	684.79	751.96	755.44	678
	RV1 - Dez	203.34	194.42	192.77	66.94	86.56	138.21	210.74	214.08	135.44
	RV2 - Dez	255.59	232.97	227.5	85.57	138.4	181.13	264.24	279.94	174.61
	RV3 - Dez	190.26	180.26	170.51	44.27	79.62	123.66	198.36	218.14	114.65
Média		172.02	146.45	128.40	55.40	78.69	129.12	186.86	211.79	84.02

Fonte: Autora

Tabela 97 - Valores de PLD para o Nordeste com diferentes mecanismos de aversão a risco no ano de 2020

Nordeste	2020	CVaR 50:40	CVaR 50:35	CVaR 55:35	Sem Risco	Vmin	Vmin sens	Vmin+CVaR 50:35	Vmin+CVaR 50:40	SAR
Jan	RV0 - Jan	258.06	228.68	201.58	67.33	107.66	141.69	290.33	325.78	163.99
	RV1 - Jan	320.14	283.44	244.82	89.68	138.76	204.48	368.51	410.19	194.58
	RV2 - Jan	246.58	214.38	184.28	53.95	88.33	129.82	268.32	300.79	152.9
	RV3 - Jan	304.21	269.55	231.51	77.74	122.91	186	355.42	394.54	182.55
Fev	RV4 - Jan	282.8	248.2	215.09	66.12	106.89	162.36	332.28	363.78	168.49
	RV0 - Fev	192.55	165.43	149.37	31.21	50.11	87.38	190.96	223.25	129.8
	RV1 - Fev	159.47	134.74	122.31	18.17	25.57	41.39	150.67	177.8	106.4
	RV2 - Fev	154.58	131.7	117.33	16.58	22.95	38.19	144.93	169.86	101.73
Mar	RV3 - Fev	125.8	124.07	109.87	14.45	19.85	33.08	125.8	136.86	95.23
	RV0 - Mar	67.2	56.16	45.54	3.1	4.29	6.43	58.6	72.09	18.92
	RV1 - Mar	99.26	83.73	70.02	5.36	7.55	11.32	84.67	108.75	32.11
	RV2 - Mar	113.18	94.42	81.43	7.11	10.47	16.01	98.97	123.87	41.52
Abr	RV3 - Mar	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RV0 - Abr	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RV1 - Abr	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RV2 - Abr	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mai	RV3 - Abr	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RV0 - Mai	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RV1 - Mai	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RV2 - Mai	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Jun	RV3 - Mai	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RV4 - Mai	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RV0 - Jun	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RV1 - Jun	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Jul	RV2 - Jun	76.21	60.43	48.35	4.34	11.62	26.34	86.21	103.53	13.95
	RV3 - Jun	78.19	61.92	49.13	4.41	11.86	25.34	89.07	107.05	14.05
	RV0 - Jul	72.73	55.03	38.02	3.5	8.98	21.44	90.69	110.32	9.65
	RV1 - Jul	74.14	53.01	34.67	2.71	7	16.27	83.69	106.56	8.45
Ago	RV2 - Jul	74.34	54.27	35.58	2.81	7.06	16.33	85.35	104.03	8.65
	RV3 - Jul	79.72	58.11	37.81	2.92	7.68	18.15	89.9	111.97	9.24
	RV4 - Jul	53.23	38.93	29.47	2.59	7.26	15.39	80.93	94.51	6.82
	RV0 - Ago	46.2	36.46	26.54	2.54	8.08	17.42	73.03	84.16	2.28
Set	RV1 - Ago	48.11	37.94	27.82	2.83	8.92	19.4	76.71	88.07	2.3
	RV2 - Ago	47	37.17	27.13	2.61	7.91	17.61	73.86	85.48	2.46
	RV3 - Ago	39.94	28.79	21.82	1.33	4.14	9.6	56.82	67.07	2.13
	RV0 - Set	39.66	27.5	21.72	1.36	5.13	11.04	51.88	66.51	8.4
Out	RV1 - Set	41.14	29.27	23.31	1.59	5.85	12.64	55.23	70.1	10.33
	RV2 - Set	50.85	32.79	26.72	2.08	7.43	16.08	63.42	79.69	13.5
	RV3 - Set	47.86	35.37	28.86	2.55	9.03	18.75	68.71	84.52	16.78
	RV0 - Out	158.09	128.25	99.16	10.55	27.14	74.04	160.33	160.52	26.07
Nov	RV1 - Out	162.26	161.98	160.94	27.53	63.91	149.6	164.86	165.76	52.56
	RV2 - Out	166.45	167.54	165.87	31.26	72.93	151.26	170.66	170.66	61.86
	RV3 - Out	179.29	179.29	175.9	54.74	98.99	170.99	219.01	219.01	82.72
	RV4 - Out	184.06	184.06	184.06	42.45	89.05	169.48	185.11	185.11	75.13
Dez	RV0 - Nov	141.69	141.69	141.69	68.52	110.15	133.56	150.6	162.37	120.8
	RV1 - Nov	186.97	186.97	186.97	138.76	182.43	186.35	196.76	207.11	184.54
	RV2 - Nov	206.62	202.63	202.63	143.67	194.85	202.63	276.71	294.44	199.18
	RV3 - Nov	196.29	189.86	189.86	112.06	166.83	189.86	196.29	196.29	177.94
Média	RV0 - Dez	752.01	699.16	683.9	684.4	684.19	684.79	751.96	755.44	678
	RV1 - Dez	198.51	194.14	192.77	66.94	86.56	138.21	200.33	201.29	135.44
	RV2 - Dez	255.59	232.97	227.5	85.57	138.4	181.13	264.24	279.94	174.61
	RV3 - Dez	190.01	180.26	170.51	44.27	79.62	123.66	197.79	217.01	114.65
Média		118.67	106.35	96.77	38.49	54.20	74.53	129.42	142.04	69.24

Fonte: Autora

Tabela 98 - Valores de PLD para o Norte com diferentes mecanismos de aversão a risco no ano de 2020

Norte	2020	CVaR 50:40	CVaR 50:35	CVaR 55:35	Sem Risco	Vmin	Vmin sens	Vmin+CVaR 50:35	Vmin+CVaR 50:40	SAR
Jan	RV0 - Jan	258.06	228.68	201.58	67.33	107.66	263.11	290.33	325.78	163.99
	RV1 - Jan	320.14	283.44	244.82	89.68	138.76	204.48	368.51	410.19	194.58
	RV2 - Jan	246.58	214.38	184.28	53.95	88.33	129.82	268.32	300.79	152.9
	RV3 - Jan	304.21	269.55	231.51	77.74	122.91	186	355.42	394.54	182.55
	RV4 - Jan	282.8	248.2	215.09	66.12	106.89	162.36	332.28	363.78	168.49
Fev	RV0 - Fev	192.55	165.43	149.37	31.21	50.11	87.38	190.96	223.25	129.8
	RV1 - Fev	158.66	134.47	122.31	18.17	25.57	41.39	149.89	177.03	106.39
	RV2 - Fev	132.63	128.8	114.96	16.58	22.93	38.16	132.63	132.63	99.32
	RV3 - Fev	23.67	22.28	18.84	2.76	3.69	7.34	17.04	22.85	15.26
Mar	RV0 - Mar	65.33	54.85	44.42	3.02	4.2	6.3	57.34	70.08	18.49
	RV1 - Mar	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RV2 - Mar	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RV3 - Mar	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Abr	RV0 - Abr	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RV1 - Abr	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RV2 - Abr	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RV3 - Abr	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mai	RV0 - Mai	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RV1 - Mai	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RV2 - Mai	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RV3 - Mai	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Jun	RV0 - Jun	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RV1 - Jun	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RV2 - Jun	76.21	60.43	48.35	4.34	11.62	26.34	86.21	103.53	13.95
	RV3 - Jun	78.19	61.92	49.13	4.41	11.86	25.34	89.07	107.05	14.05
Jul	RV0 - Jul	82.53	62.89	41.23	3.65	9.19	23.11	94.82	117.12	9.88
	RV1 - Jul	74.14	53.01	34.67	2.71	7	16.27	83.69	106.56	8.45
	RV2 - Jul	74.46	54.35	35.64	2.82	7.06	16.36	85.45	104.21	8.66
	RV3 - Jul	79.89	58.41	38.03	2.93	7.7	18.23	90.32	112.61	9.24
Ago	RV0 - Ago	81.89	60.92	40.06	3.11	8.23	20.57	93.25	116.63	9.57
	RV1 - Ago	81.48	57.03	46.14	3.35	9.74	23.32	92.98	115.06	4.29
	RV2 - Ago	87.68	62.06	50	3.79	10.96	28	103.18	127.65	4.46
	RV3 - Ago	80.72	55.88	45.25	3.35	9.55	23.7	94.16	116.89	4.31
Set	RV0 - Set	51.75	33.88	25.38	1.42	4.4	10.17	58.27	74.36	3.38
	RV1 - Set	64.44	40.96	31.11	1.76	5.38	12.82	66.89	87.64	9.24
	RV2 - Set	71.25	46.71	36.06	2.18	6.49	15.88	76.24	99.7	12.4
	RV3 - Set	84.63	53.53	42.88	2.93	8.45	22.46	88.98	118.06	16.1
Out	RV0 - Out	99.92	63.22	49.85	3.85	11.02	38.93	105.54	137.65	23.05
	RV1 - Out	160.6	128.44	99.27	10.57	27.14	74.28	172.67	214.66	26.07
	RV2 - Out	244.83	205.7	171.53	27.54	63.91	244.49	261.89	312.67	52.56
	RV3 - Out	263.68	223.73	191.8	31.26	72.93	291.98	281.43	340.78	61.86
Nov	RV0 - Nov	293.76	255.74	222.47	60.23	98.99	432.31	315.94	371.55	82.72
	RV1 - Nov	294.91	260.7	231.16	47.6	89.13	424.36	317.13	378.32	75.16
	RV2 - Nov	363.48	312.36	273.17	167.46	206.75	239.35	370.77	438.59	161.35
	RV3 - Nov	626.06	596.43	576.54	562.35	562.62	598.76	635.06	669.79	562.22
Dez	RV0 - Dez	464.37	394.33	346.61	212.97	216.96	343.76	476.59	551.5	213.55
	RV1 - Dez	612.5	534.11	461.83	344.68	344.73	534.02	626.11	637.57	348.74
	RV2 - Dez	752.01	699.16	683.9	684.4	684.19	684.79	751.96	755.44	678
	RV3 - Dez	203.34	194.42	192.77	66.94	86.56	138.21	210.74	214.08	135.44
	RV2 - Dez	255.59	232.97	227.5	85.57	138.4	181.13	264.24	279.94	174.61
	RV3 - Dez	190.26	180.26	170.51	44.27	79.62	123.66	198.36	218.14	114.65
	Média	151.52	130.65	115.19	54.21	66.76	110.75	160.67	181.71	78.26

Fonte: Autora

Tabela 99 – Valores de despacho térmico indicado pelo modelo em casos com diferentes mecanismos de aversão a risco para o Sudeste em 2019

Sudeste	2019	CVaR 50:40	CVaR 50:35	CVaR 55:35	Sem Risco	Vmin	Vmin sens	Vmin+CVaR 50:35	Vmin+CVaR 50:40	SAR
Jan	RV0 - Jan	3068.1	2981.2	2981.2	2491.2	2761.2	2881.2	3181.2	3181.2	2761.2
	RV1 - Jan	2976.4	2874	2874	2384	2654	2774	3074	3074	2654
	RV2 - Jan	3444	3045.4	2845.4	2725.4	2845.4	2845.4	3444	3972.6	2845.4
	RV3 - Jan	3191.2	3000.7	2741.2	2621.2	2741.2	2741.2	3325.5	4044.4	2741.2
Fev	RV0 - Fev	4895.9	4341.6	4258.6	2702.4	3163.5	4341.6	5426.1	5691.2	2804.8
	RV1 - Fev	5483.8	5483.8	5366.8	2932.2	3576.5	5483.8	6987.8	6987.8	3576.5
	RV2 - Fev	5418.5	5418.5	5418.5	3368.2	4355.8	6722.5	6722.5	6727.2	3896.8
	RV3 - Fev	5453.8	5453.8	5453.8	3395.5	3921.8	5577.1	6942.6	6942.6	3529.8
Mar	RV0 - Mar	5161.1	4499.8	4415	3079.8	3510.4	4415	5603.6	5603.6	3300.2
	RV1 - Mar	3859.2	3448.6	3390.2	3175.5	3175.5	3390.2	4379.6	5017.7	3175.5
	RV2 - Mar	3896	3647	3578.3	2878.3	2878.3	3480.7	4567.7	5517.6	2878.3
	RV3 - Mar	3498.6	3498.6	3498.6	2668.6	2788.6	2788.6	3567.3	4027.2	2788.6
Abr	RV0 - Abr	3734.8	3600.5	3600.5	2890.5	2890.5	2890.5	4331.7	4670.4	2890.5
	RV1 - Abr	4065.5	4025.5	4025.5	3515.5	3515.5	4025.5	4159.8	4973.5	3515.5
	RV2 - Abr	3351.6	3351.6	3351.6	3351.6	3351.6	3351.6	3351.6	3485.9	3351.6
	RV3 - Abr	3281.7	3281.7	3281.7	3281.7	3281.7	3281.7	3342.4	3599.4	3281.7
Mai	RV0 - Mai	2925.4	2925.4	2925.4	2305.4	2425.4	2425.4	2925.4	3059.7	2425.4
	RV1 - Mai	2793.4	2793.4	2420.7	2168.4	2288.4	2288.4	2793.4	2793.4	2288.4
	RV2 - Mai	2739	2739	2539	1951.9	2029	2029	2739	2873.3	2029
	RV3 - Mai	1861.8	1861.8	1861.8	1741.8	1741.8	1861.8	1895.2	2371.8	1741.8
Jun	RV0 - Jun	3091.8	3012.5	2576.8	2456.8	2576.8	2576.8	3291.8	3291.8	2576.8
	RV1 - Jun	3852.6	3524.7	3342.6	2952.6	3289	3342.6	3963.3	4052.6	3222.6
	RV2 - Jun	2564	2564	2564	2564	2564	2564	2564	2564	2564
	RV3 - Jun	2334	2334	2334	2334	2334	2334	2334	2334	2334
Jul	RV0 - Jul	3200	3100	2722.1	2580	2580	2700	3200	3200	2580
	RV1 - Jul	3710	3318.7	3200	3080	3200	3200	3710	3710	3080
	RV2 - Jul	3958.7	3958.7	3758.7	3195.1	3248.7	3248.7	3959.1	4093.4	3248.7
	RV3 - Jul	3958.7	3958.7	3958.7	3448.7	3448.7	3958.7	3959.1	4093.4	3448.7
Ago	RV0 - Ago	3919.6	3919.6	3919.6	3279.6	3399.6	3919.6	3920	4054.3	3399.6
	RV1 - Ago	3879.8	3879.6	3879.6	3349.6	3349.6	3879.6	3880	4378.8	3349.6
	RV2 - Ago	4044.6	3910.3	3910.3	3380.3	3380.3	3910.3	4489.4	4735.4	3380.3
	RV3 - Ago	3711.2	3576.9	3576.9	3046.9	3046.9	3576.9	4408.3	4726.3	3046.9
Set	RV0 - Set	4046.8	3912.5	3912.5	3382.5	3382.5	3912.5	4800	5042	3382.5
	RV1 - Set	4022.6	3888.3	3888.3	3358.3	3358.3	3888.3	4839.8	5355.4	3358.3
	RV2 - Set	4036	3901.7	3901.7	3371.7	3371.7	3901.7	4891.1	5794	3371.7
	RV3 - Set	3964.8	3964.8	3964.8	3434.8	3434.8	4869.4	4099.1	4869.4	3434.8
Out	RV0 - Out	4156.8	4156.8	4156.8	3626.8	3626.8	5146.2	4291.1	5146.2	3626.8
	RV1 - Out	4288.7	4154.4	4154.4	3624.4	3624.4	5226.1	5059	5226.1	3624.4
	RV2 - Out	4255.2	4255.2	4255.2	3725.2	3725.2	5143.7	5021	5143.7	3725.2
	RV3 - Out	4295.4	4295.4	4295.4	3765.4	3765.4	4295.4	5150.5	5890	3765.4
Nov	RV0 - Nov	4972.9	4202.6	4202.6	3672.6	4202.6	6041	5589	6167	3672.6
	RV1 - Nov	5079.2	4308.9	4174.6	3644.6	4174.6	6297.3	5688.6	6297.3	3644.6
	RV2 - Nov	5136.5	4366.2	4231.9	3701.9	4231.9	6360.6	5879.5	6360.6	3701.9
	RV3 - Nov	5064.4	4979.6	4209.3	3545	4075	4979.6	6079	6205	4075
Dez	RV0 - Dez	5177.3	5020.1	4991.3	3647.5	4115.5	5290.9	6109.4	6493	4086.7
	RV1 - Dez	5267.2	5266.4	5266.1	4785.8	5265.8	5266.4	6143.3	6173.5	4994.4
	RV2 - Dez	5260.2	5259.4	5259.1	4738.8	5258.8	5260.2	6237.5	6418.5	5258.8
	RV3 - Dez	5078.5	4993.7	4993.7	4566.7	4993.7	5078.5	5723.6	5723.6	4566.7
Média	RV0 - Dez	4240.7	4240.7	4240.7	3768.4	3768.4	4240.7	5025.2	5351	3768.4
	RV1 - Dez	4272.8	4138.5	4138.5	3618.5	3618.5	3884.7	5030.9	5043.1	3618.5
	RV2 - Dez	3933.8	3799.5	3799.5	3549.5	3549.5	3799.5	4704.1	4912	3549.5
	RV3 - Dez	3767.2	3767.2	3767.2	3595.2	3595.2	3595.2	3901.5	4756.6	3595.2
Média		3993.11	3850.03	3776.44	3200.39	3374.08	3947.78	4436.59	4734.93	3298.63

Fonte: Autora

Tabela 100 - Valores de despacho térmico indicado pelo modelo em casos com diferentes mecanismos de aversão a risco para o Sul em 2019

Sul	2019	CVaR 50:40	CVaR 50:35	CVaR 55:35	Sem Risco	Vmin	Vmin sens	Vmin+CVaR 50:35	Vmin+CVaR 50:40	SAR
Jan	RV0 - Jan	2	2	2	2	2	2	2	2	2
	RV1 - Jan	2	2	2	2	2	2	2	2	2
	RV2 - Jan	2	2	2	2	2	2	187.8	694.6	2
	RV3 - Jan	15	2	2	2	2	2	365	695.9	2
Fev	RV0 - Fev	679	678.5	678	2	2	678.5	679	679	2
	RV1 - Fev	679	679	679	2	653.6	679	679	922.1	396.2
	RV2 - Fev	664.7	664.7	664.7	2	664.7	664.7	907.8	907.8	663.7
	RV3 - Fev	679	679	679	2	678	679	922.1	922.1	445.7
Mar	RV0 - Mar	769	769	678	2	2	678	769	769	2
	RV1 - Mar	649.7	365	159.7	2	2	2	678.4	679	2
	RV2 - Mar	639.9	365	187.8	2	2	2	678.5	679	2
	RV3 - Mar	194.8	9	9	2	2	2	372	660.6	2
Abr	RV4 - Mar	439.1	228.4	9	2	2	9	685	686	2
	RV0 - Abr	581	218	218	212	218	218	937.6	987.6	212
	RV1 - Abr	202	202	202	202	202	202	565	926.4	202
	RV2 - Abr	217	217	217	212	212	217	580	985.9	212
Mai	RV3 - Abr	216	216	216	212	212	216	406.1	579	212
	RV0 - Mai	326	326	326	292	292	292	326	689	292
	RV1 - Mai	306	306	306	302	302	306	669	863.2	302
	RV2 - Mai	316.5	316.5	312	312	312	312	316.5	316.5	312
Jun	RV3 - Mai	326	326	326	302	302	302	326	326	302
	RV4 - Mai	99	99	99	92	92	92	99	99	92
	RV0 - Jun	302	302	302	302	302	302	302	302	302
	RV1 - Jun	312	312	312	312	312	312	312	312	312
Jul	RV2 - Jun	312	312	312	312	312	312	320	320	312
	RV3 - Jun	320	320	320	312	312	312	320	320	312
	RV0 - Jul	320	320	320	312	312	320	320	828	312
	RV1 - Jul	571.4	571.4	571.4	438.4	438.4	571.4	934.4	1328.4	438.4
Ago	RV2 - Jul	595	595	595	420	420	595	958	1293.1	420
	RV3 - Jul	673	673	673	490	490	673	1036	1457.7	490
	RV0 - Ago	1182	874.9	674	322	674	674	1495.3	1496.3	667
	RV1 - Ago	1362.1	1027	664	312	664	664	1521	1522	657
Set	RV2 - Ago	1362.1	864.9	664	312	664	664	1506.7	1507.7	657
	RV3 - Ago	1242.9	848.9	485.9	232	485.9	485.9	1342.9	1343.9	478.4
	RV4 - Ago	1422	1028	665	212	665	865.9	1522	1523	557
	RV0 - Set	948	585	585	232	577	1442	1279.1	1442	232
Out	RV1 - Set	1028	665	665	312	657	1552.5	1474.4	1522.5	312
	RV2 - Set	1069.7	825.1	635	282	635	1379.9	1378.9	1379.9	627
	RV3 - Set	1078.6	1010	647	302	647	1374	1373	1374	647
	RV0 - Out	1227.1	1027	664	312	664	1290	1390	1391	660.7
Nov	RV1 - Out	1351	1056.6	988	272	625	1352	1352	1352	625
	RV2 - Out	1383	1088.6	1020	657	657	1384	1384	1384	657
	RV3 - Out	1028	733.6	665	302	302	1029	1029	1029	302
	RV0 - Nov	1341.8	1341.3	1178.5	607.3	615.3	1341.3	1342.3	1342.3	615.3
Dez	RV1 - Nov	1344.7	1343.7	1332.2	635	635	1344.7	1344.7	1344.7	635
	RV2 - Nov	1392	1391	1160.26	657	665	1931	1392	1392	665
	RV3 - Nov	1515.9	1514.9	1422	657	665	1515.4	1515.9	1515.9	665
	RV4 - Nov	1523	1522	1422	657	665	1522	1523	1523	665
Média	RV0 - Dez	1022.6	693	330	322	322	330	1187	1188	322
	RV1 - Dez	890.3	527.3	527.3	322	519.3	527.3	1384.3	1385.3	322
	RV2 - Dez	1026.8	663.8	663.8	312	657	663.8	1520.8	1521.8	312
	RV3 - Dez	1028	665	665	312	312	665	1290	1522	312
Média		734.23	603.35	521.20	261.63	385.22	633.74	888.53	985.29	349.12

Fonte: Autora

Tabela 101 - Valores de despacho térmico indicado pelo modelo em casos com diferentes mecanismos de aversão a risco para o Nordeste em 2019

Nordeste	2019	CVaR 50:40	CVaR 50:35	CVaR 55:35	Sem Risco	Vmin	Vmin+CVaR 50:35	Vmin sens	Vmin+CVaR 50:40	SAR
Jan	RV0 - Jan	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RV1 - Jan	29.4	29.4	29.4	22	22	29.4	22	29.4	22
	RV2 - Jan	22	22	22	22	22	22	22	22	22
	RV3 - Jan	22	22	22	22	22	22	22	22	22
Fev	RV0 - Fev	119.6	106.4	22	22	22	103.5	47	100.3	22
	RV1 - Fev	240	240	240	240	240	240	240	240	240
	RV2 - Fev	853	800.4	585.3	240	1091	994	992.5	989.2	990.4
	RV3 - Fev	770.8	551.4	551.4	532.7	843	878	878	878	867
Mar	RV0 - Mar	1613.3	1299.7	1152.8	552.7	552.7	1657.1	1190.6	1688.8	552.7
	RV1 - Mar	624.3	582.7	582.7	554.7	554.7	909.3	554.7	846.2	554.7
	RV2 - Mar	1010.8	974.8	941.7	554.7	554.7	1302.7	554.7	1381.2	554.7
	RV3 - Mar	762	746.9	562	562	562	1123.7	562	1144.9	562
Abr	RV4 - Mar	883.6	856.5	798.3	564	564	1255.3	564	1255.3	564
	RV0 - Abr	562	562	562	562	562	562	562	562	562
	RV1 - Abr	275	275	275	275	275	275	275	275	275
	RV2 - Abr	270	270	270	270	270	270	270	270	270
Mai	RV3 - Abr	20	20	20	20	20	20	20	20	20
	RV0 - Mai	20	20	20	20	20	20	20	20	20
	RV1 - Mai	22.4	22.4	22.4	22.4	22.4	22.4	22.4	22.4	22.4
	RV2 - Mai	272.4	272.4	272.4	272.4	272.4	272.4	272.4	272.4	272.4
Jun	RV3 - Mai	272.4	272.4	272.4	272.4	272.4	272.4	272.4	272.4	272.4
	RV4 - Mai	272.4	272.4	272.4	272.4	272.4	272.4	272.4	272.4	272.4
	RV0 - Jun	272.4	272.4	272.4	272.4	272.4	272.4	272.4	272.4	272.4
	RV1 - Jun	371.2	371.2	371.2	371.2	371.2	371.2	371.2	371.2	371.2
Jul	RV2 - Jun	22.4	22.4	22.4	22.4	22.4	22.4	22.4	22.4	22.4
	RV3 - Jun	250	250	250	250	250	493.4	250	931.3	250
	RV0 - Jul	1645.7	1454.8	931.3	348.8	348.8	1972.3	348.8	1972.3	348.8
	RV1 - Jul	1972.3	1633.2	1617.7	348.8	348.8	1972.3	348.8	1972.3	348.8
Ago	RV2 - Jul	1826.5	1617.7	1617.7	532.7	532.7	1972.3	532.7	1972.3	532.7
	RV3 - Jul	1972.4	1645.8	1617.8	532.8	532.8	1972.4	1252.8	1972.4	532.8
	RV0 - Ago	1972.3	1769.1	1645.7	532.7	532.7	1972.3	1617.7	1972.3	532.7
	RV1 - Ago	1972.3	1972.3	1921.1	532.7	532.7	1972.3	1645.7	1972.3	532.7
Set	RV2 - Ago	1777.8	1777.8	1499	408	408	1777.8	1423.2	1777.8	408
	RV3 - Ago	1788.6	1788.6	1674.7	714	714	1788.6	1462	1788.6	714
	RV4 - Ago	1788.6	1788.6	1462	714	714	1788.6	1462	1788.6	714
	RV0 - Set	2153.6	1988.1	1799	714	714	2153.6	2153.6	2153.6	714
Out	RV1 - Set	1788.6	1788.6	1448.7	530.1	530.1	1788.6	1788.6	1788.6	530.1
	RV2 - Set	1788.6	1788.6	1462	530.1	530.1	1788.6	1788.6	1788.6	530.1
	RV3 - Set	1629.7	1629.7	1474.2	272.4	272.4	1629.7	1629.7	1629.7	272.4
	RV0 - Out	1846.9	1846.9	1691.3	530.1	530.1	1846.9	1846.9	1857.3	530.1
Nov	RV1 - Out	1971	1971	1971	714	1091.1	1981.5	2165.1	2165.1	714
	RV2 - Out	2154.1	2154.1	2154.1	714.5	714.5	2174.1	2348.2	2348.2	714.5
	RV3 - Out	2153.6	2153.6	2153.6	714	714	2173.6	2613.8	2347.7	714
	RV0 - Nov	2152.5	2152.5	2152.5	714	714	2317.9	2152.5	2606	714
Dez	RV1 - Nov	2152.5	2152.5	2153.6	714	1635.2	2656.7	2162.7	2656.7	714
	RV2 - Nov	2151.4	2151.4	2152.7	713.1	713.1	2315.2	2151.4	2625.3	713.1
	RV3 - Nov	1895.6	1895.6	1895.6	713.1	950.1	2285.7	1895.6	2285.7	713.1
	RV4 - Nov	1471.4	1471.4	1471.4	555.1	555.1	2134.5	1471.4	2134.5	555.1
Média	RV0 - Dez	1831.7	1831.7	1752	555.4	555.4	1831.7	555.4	1851.7	555.4
	RV1 - Dez	1823.4	1823.4	1640.1	555.1	555.1	1823.4	555.1	1823.4	555.1
	RV2 - Dez	1831.4	1831.4	1668.1	555.1	555.1	1831.4	555.1	1831.4	555.1
	RV3 - Dez	1788.1	1788.1	1395.1	491.2	491.2	1788.1	491.2	1788.1	491.2
Média		1137.58	1096.18	1016.04	418.10	469.96	1219.10	903.28	1250.99	438.96

Fonte: Autora

Tabela 102 - Valores de despacho térmico indicado pelo modelo em casos com diferentes mecanismos de aversão a risco para o Norte em 2019

Norte	2019	CVaR 50:40	CVaR 50:35	CVaR 55:35	Sem Risco	Vmin	Vmin sens	Vmin+CVaR 50:35	Vmin+CVaR 50:40	SAR
Jan	RV0 - Jan	780.5	780.5	780.5	780.5	780.5	780.5	793.4	861.8	780.5
	RV1 - Jan	1511.8	1506.1	1287.3	780.5	780.5	780.5	1511.8	1544.6	780.5
	RV2 - Jan	957.4	957.4	957.4	800.5	800.5	880.5	1307.3	1392.9	800.5
	RV3 - Jan	810.5	810.5	810.5	810.5	810.5	810.5	810.5	810.5	810.5
Fev	RV0 - Fev	1253.2	867.8	778.5	778.5	778.5	778.5	1108.1	1248.3	778.5
	RV1 - Fev	810.5	810.5	810.5	810.5	810.5	810.5	810.5	810.5	810.5
	RV2 - Fev	850.5	850.5	850.5	850.5	850.5	850.5	850.5	850.5	850.5
	RV3 - Fev	785.5	785.5	785.5	785.5	785.5	785.5	785.5	785.5	785.5
Mar	RV0 - Mar	770.5	770.5	770.5	770.5	770.5	770.5	770.5	770.5	770.5
	RV1 - Mar	770.5	770.5	770.5	770.5	770.5	770.5	770.5	770.5	770.5
	RV2 - Mar	770.5	770.5	770.5	770.5	770.5	770.5	770.5	770.5	770.5
	RV3 - Mar	770.5	770.5	770.5	770.5	770.5	770.5	770.5	770.5	770.5
Abr	RV4 - Mar	768	768	768	768	768	768	768	768	768
	RV0 - Abr	785.5	785.5	785.5	785.5	785.5	785.5	785.5	785.5	785.5
	RV1 - Abr	785.5	785.5	785.5	785.5	785.5	785.5	785.5	785.5	785.5
	RV2 - Abr	789.5	789.5	789.5	789.5	789.5	789.5	789.5	789.5	789.5
Mai	RV3 - Abr	794.5	794.5	794.5	794.5	794.5	794.5	794.5	794.5	794.5
	RV0 - Mai	794.5	794.5	794.5	794.5	794.5	794.5	794.5	794.5	794.5
	RV1 - Mai	809.5	809.5	809.5	809.5	809.5	809.5	809.5	809.5	809.5
	RV2 - Mai	794.5	794.5	794.5	794.5	794.5	794.5	794.5	794.5	794.5
Jun	RV3 - Mai	1551.2	1551.2	1551.2	790.5	790.5	1184.8	1551.2	1551.2	790.5
	RV4 - Mai	791.5	791.5	791.5	791.5	791.5	791.5	791.5	791.5	791.5
	RV0 - Jun	1277.6	1277.6	1277.6	1277.6	1262.6	1277.6	1277.6	1277.6	1277.6
	RV1 - Jun	1157.6	1157.6	1157.6	1157.6	1262.6	1157.6	1157.6	1157.6	1157.6
Jul	RV2 - Jun	1539.3	1125.6	1125.6	1125.6	1260.6	1125.6	1564	1564	1125.6
	RV3 - Jun	2066.3	1700.6	1700.6	1258.1	1220.6	1258.1	2365.3	2365.3	1258.1
	RV0 - Jul	2656.5	2600.2	2240.1	1262.6	1262.6	1575.4	2656.5	2831.3	1262.6
	RV1 - Jul	2776.2	2776.2	2719.9	1262.6	1262.6	2359.8	2776.2	2951	1262.6
Ago	RV2 - Jul	2686.8	2661.7	2630.5	1260.6	1260.6	1605.7	2686.8	2861.6	1260.6
	RV3 - Jul	2662.3	2662.3	2606	1220.6	1220.6	2245.9	2662.3	2837.1	1260.6
	RV0 - Ago	2556.8	2556.8	2556.8	1112.4	1475.7	2500.5	2569.2	2569.2	1451
	RV1 - Ago	2743.5	2675.4	2675.4	1182.6	1594.3	2675.4	2850.2	2850.2	1569.6
Set	RV2 - Ago	2740.6	2733.9	2733.9	1257.6	1652.8	2733.9	2908.7	2908.7	1628.1
	RV3 - Ago	2910.4	2735.6	2735.6	1257.6	1654.5	2735.6	2910.4	2910.4	1629.8
	RV4 - Ago	2750	2750	2750	1257.6	1668.9	2750	2924.8	2924.8	1644.1
	RV0 - Set	2764.8	2764.8	2708.5	1288.6	1659	2939.6	2939.6	2939.6	1288.6
Out	RV1 - Set	2809.2	2809.2	2809.2	1285.6	1703.4	2984	2984	2984	1285.6
	RV2 - Set	2806.4	2715.7	2715.7	1217	1634.6	2890.5	2890.5	2890.5	1632.2
	RV3 - Set	2683.9	2509.1	2509.1	1167.6	1427.9	2683.9	2683.9	2683.9	1403.2
	RV0 - Out	2860	2685.2	2685.2	1161.6	1604.1	2860	2860	2860	1589.4
Nov	RV1 - Out	2950.9	2950.9	2776.1	1254.6	2359.7	2950.9	2950.9	2950.9	1695
	RV2 - Out	2901.9	2901.9	2901.9	1469.9	2310.7	2901.9	2901.9	2901.9	1693.5
	RV3 - Out	2860.6	2860.6	2685.8	1254.6	2269.4	2860.6	2860.6	2860.6	1652.2
	RV0 - Nov	2951.7	2951.7	2951.7	1670.4	2360.4	2951.7	2951.7	2951.7	2041.3
Dez	RV1 - Nov	2953.8	2953.8	2916.7	1696.1	2778.6	2953.8	2953.8	2953.8	2330.3
	RV2 - Nov	2861.7	2861.7	2906	1661.7	2270.2	2861.7	2861.7	2861.7	1604.5
	RV3 - Nov	2953.3	2953.3	2953.3	1669.4	2361.6	2953.3	2953.3	2953.3	1814.5
	RV4 - Nov	2952.8	2952.8	2952.8	1546.5	2361.2	2952.8	2952.8	2952.8	1695.2
Dez	RV0 - Dez	2493.4	2318.2	2318.2	720.2	988.6	1901.8	2493.4	2493.4	872
	RV1 - Dez	2484.4	2484.4	2484.4	637.4	818	1402	2659.7	2659.7	637.4
	RV2 - Dez	2780	2604.8	2604.8	639.3	1014.1	1861.3	2780	2780	639.3
	RV3 - Dez	2604.2	2604.2	2344.3	639.5	639.5	1522.2	2779.4	2779.4	639.5
	Média	1878.90	1834.82	1806.54	1043.38	1269.28	1697.88	1913.28	1933.02	1147.77

Fonte: Autora

Tabela 103 - Valores de despacho térmico indicado pelo modelo em casos com diferentes mecanismos de aversão a risco para o Sudeste em 2020

Sudeste	2020	CVaR 50:40	CVaR 50:35	CVaR 55:35	Sem Risco	Vmin	Vmin sens	Vmin+CVaR 50:35	Vmin+CVaR 50:40	SAR
Jan	RV0 - Jan	4525.1	4278.2	4088.6	3990.3	3990.3	4902.2	4930.3	4960.5	4088.6
	RV1 - Jan	4896.9	4855.9	4154.5	3891	3891	3891	5530.3	5530.3	3891
	RV2 - Jan	3677.1	3545.3	3407.1	3258.5	3258.5	3407.1	4297.1	4381.1	3407.1
	RV3 - Jan	4673.3	4589.3	3969.3	3169.3	3699.3	3699.3	5044.4	5186.5	3699.3
Fev	RV4 - Jan	4800.2	4137.2	4005.4	3337.2	3867.2	3867.2	4940.2	5413.4	3867.2
	RV0 - Fev	3692.6	3692.6	3692.6	3162.6	3162.6	3162.6	3692.6	3962.6	3692.6
	RV1 - Fev	3627.6	3627.6	3627.6	3097.6	3097.6	3097.6	3627.6	3627.6	3627.6
	RV2 - Fev	3735.8	3735.8	3735.8	3197.9	3197.9	3267.2	3735.8	3735.8	3735.8
Mar	RV3 - Fev	3667.6	3667.6	3667.6	3137.6	3137.6	3137.6	3667.6	3667.6	3667.6
	RV0 - Mar	3116	3116	3116	3116	3116	3116	3116	3116	3116
	RV1 - Mar	3271.1	2741.1	2641.1	2241.1	2241.1	2241.1	2741.1	3271.1	2241.1
	RV2 - Mar	4061.5	4041.8	3511.8	3438.3	3438.3	3438.3	4041.8	4080.3	3511.8
Abr	RV3 - Mar	4317.8	4292.8	3756.6	3648.1	3648.1	3648.1	4298.1	4336.6	3756.6
	RV0 - Abr	3560.7	3560.7	3560.7	3560.7	3560.7	3560.7	3560.7	3560.7	3560.7
	RV1 - Abr	3457.9	3457.9	3457.9	3457.9	3457.9	3457.9	3457.9	3457.9	3457.9
	RV2 - Abr	4160.5	4160.5	4160.5	4160.5	4160.5	4160.5	4160.5	4160.5	4160.5
Mai	RV3 - Abr	3369.5	3369.5	3369.5	3369.5	3369.5	3369.5	3369.5	3369.5	3369.5
	RV0 - Mai	4032.5	4032.5	4032.5	4032.5	4032.5	4032.5	4032.5	4032.5	4032.5
	RV1 - Mai	3805	3805	3805	3805	3805	3805	3805	3805	3805
	RV2 - Mai	2750	2750	2750	2750	2750	2750	2971.4	3026.8	2750
Jun	RV3 - Mai	2858.4	2858.4	2858.4	2858.4	2858.4	2858.4	3079.8	3136.2	2858.4
	RV4 - Mai	2942.9	2721.4	2721.4	2721.4	2721.4	2721.4	3070.6	3449.3	2721.4
	RV0 - Jun	3682.2	3110.2	2888.8	2888.8	2888.8	2888.8	3682.2	3730.6	2888.8
	RV1 - Jun	3686.4	3086.9	2896.4	2896.4	2896.4	2896.4	3657.6	3944.9	2896.4
Jul	RV2 - Jun	3726.3	3133.1	2677.8	2677.8	2677.8	2677.8	3726.3	3726.3	2677.8
	RV3 - Jun	2933.5	2293.2	1893.2	1893.2	1893.2	1893.2	2933.5	2941.8	1893.2
	RV0 - Jul	1788	1388	1388	1388	1388	1388	1888	2443.5	1388
	RV1 - Jul	1393	1393	1393	1393	1393	1393	1793	1893	1393
Ago	RV2 - Jul	1430.4	1430.4	1430.4	1430.4	1430.4	1430.4	1830.4	2450.4	1430.4
	RV3 - Jul	1427.3	1427.3	1427.3	1427.3	1427.3	1427.3	1827.3	2447.3	1427.3
	RV4 - Jul	1412.3	1226.5	1226.5	1226.5	1226.5	1226.5	2200.7	2260.6	1226.5
	RV0 - Ago	1601.7	1601.7	1601.7	1601.7	1601.7	1601.7	2521.6	2621.6	1601.7
Set	RV1 - Ago	1827.7	1427.7	1427.7	1427.7	1427.7	1427.7	1927.7	2473.2	1427.7
	RV2 - Ago	1370.4	1370.4	1370.4	1370.4	1370.4	1370.4	1825.8	2404	1370.4
	RV3 - Ago	2604.7	2604.7	2604.7	2604.7	2604.7	2604.7	2604.7	2604.7	2604.7
	RV0 - Set	2619.6	2619.6	2619.6	2619.6	2619.6	2619.6	2619.6	3019.6	2619.6
Out	RV1 - Set	2647.9	2647.9	2647.9	2647.9	2647.9	2647.9	2647.9	3147.9	2647.9
	RV2 - Set	3065.3	2665.3	2665.3	2665.3	2665.3	2665.3	3095.1	3178.1	2665.3
	RV3 - Set	3167.2	3067.2	3067.2	3067.2	3067.2	3067.2	3167.2	3191.7	3067.2
	RV0 - Out	3261.5	2989.1	2964.6	2864.6	2864.6	2864.6	3509.1	3709.1	2864.6
Nov	RV1 - Out	4451	4186.6	4186.6	3676.9	3676.9	4451	4451	5335.8	3676.9
	RV2 - Out	5214.5	4339.9	4224.5	3680	3680	5299.3	5252.9	5584.7	3680
	RV3 - Out	5264.5	4444.7	4318.8	3635.8	3635.8	6151.5	5264.5	6045.5	3635.8
	RV4 - Out	5334.6	4514.8	4442.9	3691.9	3691.9	6112.6	5334.6	6067.6	3691.9
Dez	RV0 - Nov	6108.4	5375.2	5049.3	4246.9	4246.9	4596.6	6108.4	6194.4	4246.9
	RV1 - Nov	7573.6	6538.3	6538.3	6538.3	6538.3	6727.3	7573.6	7573.6	6538.3
	RV2 - Nov	5742	5742	5459.3	4003.5	4003.5	5459.3	5742	5944.2	4003.5
	RV3 - Nov	6898.9	6124.7	6052.9	5671.7	5742.4	6052.9	6898.9	7328.9	5773.7
Média	RV0 - Dez	7404.7	7390.4	7390.4	7390.4	7390.4	7390.4	7404.7	7404.7	7390.4
	RV1 - Dez	3983.8	3983.8	3983.8	3427.8	3427.8	3463.8	3983.8	3983.8	3463.8
	RV2 - Dez	4242	4242	4071.3	3336.3	3372.3	3372.3	4418.2	5021.9	3372.3
	RV3 - Dez	3091.5	2992.5	2992.5	2956.5	2956.5	2992.5	3492.9	3512.5	2956.5
Média		3691.44	3469.12	3365.21	3149.00	3171.43	3379.83	3818.35	4027.96	3221.90

Fonte: Autora

Tabela 104 - Valores de despacho térmico indicado pelo modelo em casos com diferentes mecanismos de aversão a risco para o Sul em 2020

Sul	2020	CVaR 50:40	CVaR 50:35	CVaR 55:35	Sem Risco	Vmin	Vmin sens	Vmin+CVaR 50:35	Vmin+CVaR 50:40	SAR
Jan	RV0 - Jan	1521	1140.8	1027	461.9	664	1186.5	1521	1522	664
	RV1 - Jan	1521.5	1520.5	1420.5	663.5	663.5	1026.5	1521.5	1521.5	849.3
	RV2 - Jan	1421	1027	664	312	664	664	1521	1521.5	664
	RV3 - Jan	1522.5	1522	1321.4	657	665	665	1523	1523	665
Fev	RV4 - Jan	1514.8	1422	1028	394.1	665	665	1515.8	1515.8	665
	RV0 - Fev	850.8	665	665	312	312	665	751.4	1028	665
	RV1 - Fev	320	320	320	312	316.1	703.6	505.8	505.8	320
	RV2 - Fev	319.5	319.5	319.5	312	315.8	635.8	505.3	505.3	319.5
Mar	RV3 - Fev	413.1	413.1	413.1	312	631.6	743.4	696.2	709.8	413.1
	RV0 - Mar	312	312	312	312	312	312	312	312	312
	RV1 - Mar	330	272.4	212	212	272.4	458.2	520.6	687.4	212
	RV2 - Mar	436	436	432.2	312	550.6	803.5	875.2	875.2	312
	RV3 - Mar	630	630	630	212	611.8	625.5	1068.9	1069.2	212
Abr	RV0 - Abr	372	372	372	372	372	372	372	372	372
	RV1 - Abr	460	460	460	460	460	460	460	460	460
	RV2 - Abr	253.1	253.1	253.1	253.1	253.1	253.1	253.1	253.1	253.1
	RV3 - Abr	252.6	252.6	252.6	252.6	252.6	252.6	252.6	252.6	252.6
Mai	RV0 - Mai	253.1	253.1	253.1	253.1	253.1	253.1	253.1	253.1	253.1
	RV1 - Mai	309.1	309.1	309.1	309.1	309.1	309.1	309.1	500.1	309.1
	RV2 - Mai	501	310	310	310	310	310	501	528.7	310
	RV3 - Mai	513.7	310	310	310	310	310	682.7	682.7	310
	RV4 - Mai	635	493	302	302	302	302	674.7	674.7	302
Jun	RV0 - Jun	705	665	320	320	320	320	705	705	320
	RV1 - Jun	665	665	484.3	320	320	320	665	665	320
	RV2 - Jun	665	665	665	320	320	320	665	665	320
	RV3 - Jun	665	665	609.3	320	320	320	665	665	320
Jul	RV0 - Jul	657	312	312	312	312	312	657	657	312
	RV1 - Jul	424.1	79.1	79.1	79.1	79.1	79.1	424.1	424.1	79.1
	RV2 - Jul	150.1	2	2	2	2	2	150.1	150.1	2
	RV3 - Jul	114.8	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	114.8	114.8	1.5
	RV4 - Jul	347	2	2	2	2	2	347	347	2
Ago	RV0 - Ago	347	2	2	2	2	2	347	347	2
	RV1 - Ago	347	2	2	2	2	2	347	347	2
	RV2 - Ago	347	2	2	2	2	2	347	347	2
	RV3 - Ago	2	2	2	2	2	2	2	347	2
	RV0 - Set	2	2	2	2	2	2	184.8	347	2
Set	RV1 - Set	347	2	2	2	2	2	347	347	2
	RV2 - Set	347	2	2	2	2	2	347	347	2
	RV3 - Set	347	2	2	2	2	2	347	347	2
	RV0 - Out	347	347	347	2	2	347	347	710	2
Out	RV1 - Out	867.1	487.9	297.7	2	2	867.1	1054.7	1155.3	2
	RV2 - Out	1204	1124	1071	726	1071	1202.4	1202.4	1203.4	726
	RV3 - Out	1208	1188	1128	730	1075	1208.6	1208.3	1208.6	1075
	RV4 - Out	1209	1189	1129	731	1076	1210	1209.5	1210	1076
Nov	RV0 - Nov	1207.5	1206.9	1195.3	1076	1129	1147.5	1207.5	1207.5	1076
	RV1 - Nov	1690.5	1210.5	1210.5	1210.5	1210.5	1210.5	1456.2	1690.5	1210.5
	RV2 - Nov	1211	1211	1211	716	716	1211	1211	1211	716
	RV3 - Nov	1492.8	1492.8	1492.8	1492.8	1492.8	1492.8	1692.4	1821.5	1492.8
	RV0 - Dez	2285.1	2166.4	2042	2042	2042	2042	2285.1	2285.1	2042
Dez	RV1 - Dez	1234.8	1149.5	1149.5	804.5	1149.5	1149.5	1332.5	1332.5	1149.5
	RV2 - Dez	1421	1027	1027	664	664	664	1421	1504	664
	RV3 - Dez	674.5	674.5	674.5	329.5	674.5	674.5	674.5	1037.5	674.5
	Média	715.25	587.70	539.48	381.26	451.20	540.30	760.77	808.07	436.42

Fonte: Autora

Tabela 105 - Valores de despacho térmico indicado pelo modelo em casos com diferentes mecanismos de aversão a risco para o Nordeste em 2020

Nordeste	2020	CVaR 50:40	CVaR 50:35	CVaR 55:35	Sem Risco	Vmin	Vmin+CVaR 50:35	Vmin sens	Vmin+CVaR 50:40	SAR
Jan	RV0 - Jan	1938.1	1938.1	1938.1	825.1	825.1	1938.1	929	1957.4	1938.1
	RV1 - Jan	1983.1	1778.1	1778.1	665.1	1274.7	2003.1	1778.1	2003.1	1778.1
	RV2 - Jan	1773.8	1773.8	1773.8	815.1	815.1	1773.8	1104.7	1828.8	1745.8
	RV3 - Jan	2000	1791	1791	815.1	815.1	2020	1791	2194.1	1696.6
Fev	RV4 - Jan	1848.5	1838.4	1838.4	768.8	768.8	1880.8	1511.8	1942.3	1511.8
	RV0 - Fev	1752.3	1425.7	1407.7	682.7	682.7	1752.3	682.7	1752.3	768.4
	RV1 - Fev	1318.3	1016.5	532.7	532.7	532.7	1309.1	532.7	1404.9	532.7
	RV2 - Fev	1636.4	1271.4	551.4	551.4	551.4	1636.4	551.4	1636.4	551.4
Mar	RV3 - Fev	1506	809.3	809.3	809.3	809.3	1311.8	809.3	1529.3	809.3
	RV0 - Mar	807.7	807.7	807.7	807.7	807.7	807.7	807.7	807.7	807.7
	RV1 - Mar	710.1	710.1	710.1	710.1	710.1	710.1	710.1	710.1	710.1
	RV2 - Mar	537.4	537.4	537.4	537.4	537.4	537.4	537.4	537.4	537.4
	RV3 - Mar	820.1	820.1	820.1	820.1	820.1	820.1	820.1	820.1	820.1
Abr	RV0 - Abr	2029.3	2029.3	2029.3	2029.3	2029.3	2029.3	2029.3	2029.3	2029.3
	RV1 - Abr	1027.4	1027.4	1027.4	1027.4	1027.4	1027.4	1027.4	1027.4	1027.4
	RV2 - Abr	565	565	565	565	565	565	565	565	565
	RV3 - Abr	365	365	365	365	365	365	365	365	365
Mai	RV0 - Mai	610.2	610.2	610.2	610.2	610.2	610.2	610.2	610.2	610.2
	RV1 - Mai	870.4	870.4	870.4	870.4	870.4	870.4	870.4	870.4	870.4
	RV2 - Mai	1345	1345	1345	1345	1345	1345	1345	1345	1345
	RV3 - Mai	1367.4	1367.4	1367.4	1367.4	1367.4	1367.4	1367.4	1367.4	1367.4
	RV4 - Mai	1352	1352	1352	1352	1352	1352	1352	1352	1352
Jun	RV0 - Jun	1522	1522	1522	1522	1522	1522	1522	1522	1522
	RV1 - Jun	274	274	274	274	274	274	274	274	274
	RV2 - Jun	274	274	274	274	274	274	274	274	274
	RV3 - Jun	174	174	174	174	174	174	174	174	174
Jul	RV0 - Jul	579.8	579.8	579.8	579.8	579.8	579.8	579.8	579.8	579.8
	RV1 - Jul	292	292	292	292	292	292	292	292	292
	RV2 - Jul	329.9	329.9	329.9	329.9	329.9	329.9	329.9	329.9	329.9
	RV3 - Jul	411.4	411.4	411.4	411.4	411.4	411.4	411.4	411.4	411.4
Ago	RV4 - Jul	658.6	658.6	658.6	658.6	658.6	658.6	658.6	658.6	658.6
	RV0 - Ago	864.7	864.7	864.7	864.7	864.7	864.7	864.7	864.7	864.7
	RV1 - Ago	867.7	867.7	867.7	867.7	867.7	867.7	867.7	867.7	867.7
	RV2 - Ago	637	637	637	637	637	637	637	637	637
	RV3 - Ago	437	437	437	437	437	437	437	437	437
Set	RV0 - Set	190	190	190	190	190	190	190	190	190
	RV1 - Set	260.5	260.5	260.5	260.5	260.5	260.5	260.5	260.5	260.5
	RV2 - Set	270.2	270.2	270.2	270.2	270.2	270.2	270.2	270.2	270.2
	RV3 - Set	632	632	632	632	632	632	632	632	632
Out	RV0 - Out	990.5	668	668	668	668	1415.6	668	1415.5	668
	RV1 - Out	1356.4	1356.4	1356.4	557.2	557.2	1432.9	814.3	1432.9	557.2
	RV2 - Out	1280.7	811.3	774.1	560.7	560.7	1084.3	560.7	1119.7	560.7
	RV3 - Out	1708.3	1715.7	1649.3	820.7	820.7	2002.9	1237	2232.3	820.7
Nov	RV4 - Out	1156.4	1130.3	1130.2	655.7	655.7	1182.8	1010.9	1182.8	655.7
	RV0 - Nov	928.5	927.3	912.8	1299.6	1415.76	929.7	913.4	942.8	805.7
	RV1 - Nov	1665.81	1372.4	1372.4	834.1	1374.4	1678.1	1372.5	1706.9	1374.4
	RV2 - Nov	1715	1523.7	1523.8	1016.2	1016.2	1972.3	1523.8	1972.3	1367.6
	RV3 - Nov	1363.2	1178.5	1172.8	727.7	727.7	1363.2	997	1640.1	727.7
Dez	RV0 - Dez	3154	3089.7	3089.7	3089.71	3089.7	3154	3089.7	3187.6	3089.71
	RV1 - Dez	1430.4	1382.8	1295.8	560.7	575.8	1468.2	575.8	1482.7	575.8
	RV2 - Dez	2026	2026	1866.6	614.4	614.4	2026	1334.4	2026	1302.7
	RV3 - Dez	1697.9	1402.5	671.3	612.9	612.9	1697.9	612.9	1697.9	612.9
	Média	1102.14	1025.17	980.49	760.86	785.50	1117.60	874.67	1141.73	875.63

Fonte: Autora

Tabela 106 - Valores de despacho térmico indicado pelo modelo em casos com diferentes mecanismos de aversão a risco para o Norte em 2020

Norte	2020	CVaR 50:40	CVaR 50:35	CVaR 55:35	Sem Risco	Vmin	Vmin sens	Vmin+CVaR 50:35	Vmin+CVaR 50:40	SAR
Jan	RV0 - Jan	2790.4	2790.4	2615.2	650.5	1533.2	1775.6	2790.4	2790.4	2615.2
	RV1 - Jan	2692.6	2692.6	2692.6	1434.9	2101	2517.4	2692.6	2692.6	2517.4
	RV2 - Jan	2817.3	2642.1	2642.1	650.5	1559.7	2225.7	2817.3	2817.3	2614.6
	RV3 - Jan	2791.3	2791.3	2791.3	1025.3	2199.6	2616	2791.3	2791.3	2616
Fev	RV4 - Jan	2680.9	2680.9	2505.6	914.9	1578	2505.6	2680.9	2680.9	2505.6
	RV0 - Fev	2597	2597	2553.2	650.5	650.5	1514.5	2597	2686	2180.6
	RV1 - Fev	2616	2559.7	2199.6	650.5	650.5	650.5	2559.7	2616	2165.3
	RV2 - Fev	2503.1	2149.7	2149.7	650.5	650.5	650.5	2503.1	2503.1	2149.7
Mar	RV3 - Fev	650.5	650.5	650.5	650.5	650.5	650.5	650.5	650.5	650.5
	RV0 - Mar	1071.7	658.5	658.5	658.5	658.5	658.5	658.5	1071.7	658.5
	RV1 - Mar	658.5	658.5	658.5	658.5	658.5	658.5	658.5	658.5	658.5
	RV2 - Mar	657.4	657.4	657.4	657.4	657.4	657.4	657.4	657.4	657.4
	RV3 - Mar	656.6	656.6	658.5	656.6	656.6	656.6	656.6	656.6	658.5
Abr	RV0 - Abr	657.6	657.6	657.6	657.6	657.6	657.6	657.6	657.6	657.6
	RV1 - Abr	658.5	658.5	658.5	658.5	658.5	658.5	658.5	658.5	658.5
	RV2 - Abr	658.5	658.5	658.5	658.5	658.5	658.5	658.5	658.5	658.5
	RV3 - Abr	656.7	656.7	656.7	656.7	656.7	656.7	656.7	656.7	656.7
Mai	RV0 - Mai	656	656	656	656	656	656	656	656	656
	RV1 - Mai	658.5	658.5	658.5	658.5	658.5	658.5	658.5	658.5	658.5
	RV2 - Mai	658.5	658.5	658.5	658.5	658.5	658.5	658.5	658.5	658.5
	RV3 - Mai	658.4	658.4	658.4	658.4	658.4	658.4	658.4	658.4	658.4
	RV4 - Mai	658.4	658.4	658.4	658.4	658.4	658.4	658.4	658.4	658.4
Jun	RV0 - Jun	1034.8	1034.8	1034.8	1034.8	1034.8	1034.8	1034.8	1034.8	1034.8
	RV1 - Jun	1148.5	1148.5	1148.5	1148.5	1148.5	1148.5	1148.5	1148.5	1148.5
	RV2 - Jun	1404.1	1148	1148	1148	1148	1148	1420.9	1420.9	1148
	RV3 - Jun	1406	1149.9	1149.9	1149.9	1149.9	1149.9	1422.8	1422.8	1149.9
Jul	RV0 - Jul	1433.1	1148.5	1148.5	1148.5	1148.5	1148.5	1433.1	1433.1	1148.5
	RV1 - Jul	1329.5	1149.2	1149.2	1149.2	1149.2	1149.2	1346.3	1346.3	1149.2
	RV2 - Jul	1152.3	1073.5	1073.5	1073.5	1073.5	1073.5	1169.1	1833.8	1073.5
	RV3 - Jul	1206.3	1168.4	1148.5	1148.5	1148.5	1148.5	1223.1	1792.9	1148.5
Ago	RV4 - Jul	1392.6	1385.9	1148.5	1148.5	1148.5	1148.5	1402.8	2067.5	1148.5
	RV0 - Ago	1525	1148.5	1148.5	1148.5	1148.5	1148.5	1540.1	2038.7	1148.5
	RV1 - Ago	1535.8	1148.5	1148.5	1148.5	1148.5	1148.5	1535.8	2034.3	1148.5
	RV2 - Ago	1520.5	1150.6	1150.6	1150.6	1150.6	1150.6	1537.3	1537.3	1150.6
	RV3 - Ago	1148.5	1148.5	1148.5	1148.5	1148.5	1148.5	1148.5	1523.3	1148.5
Set	RV0 - Set	1148.5	1148.5	1148.5	1148.5	1148.5	1148.5	1148.5	1540.1	1148.5
	RV1 - Set	1518	1145.5	1145.5	1145.5	1145.5	1145.5	1518	1534.8	1145.5
	RV2 - Set	1535.8	1264.5	1264.5	1264.5	1264.5	1264.5	1535.8	1535.8	1264.5
	RV3 - Set	1359.1	1212.6	1212.6	1212.6	1212.6	1212.6	1359.1	1359.1	1212.6
Out	RV0 - Out	1589.2	1532.9	1523.3	1148.5	1148.5	1523.3	1589.2	1653.2	1148.5
	RV1 - Out	1869.7	1818.5	1836.2	1148.5	1148.5	1616.8	2206.4	2212.3	1148.5
	RV2 - Out	2150.3	2164.6	2135.1	1317.3	1563.5	2104.3	2220.9	2226.7	1317.3
	RV3 - Out	2610.1	2610.1	2527.9	1148.5	1529	2517.6	2688	2752.7	1516.3
Nov	RV4 - Out	2774.6	2774.6	2715.9	1148.5	1518.7	2774.6	2774.6	2774.6	1511.6
	RV0 - Nov	1775.6	1775.6	1769.3	2222.6	2222.6	1652	2193.8	2239.4	2222.6
	RV1 - Nov	2599.9	2550.2	2550.2	2323.4	2350.9	2539.7	2625.3	2625.3	2361.4
	RV2 - Nov	2574.5	2513.2	2495.6	1899.8	1924.6	2495.6	2749.7	2749.7	2142.9
	RV3 - Nov	2087.3	1796.3	1796.3	1631.8	1675.3	1806.6	2087.3	2576.3	1678.5
Dez	RV0 - Dez	3107.5	3107.5	3107.5	3069.1	3107.5	3107.5	3107.5	3107.5	3069.1
	RV1 - Dez	2455.7	2103.4	2103.4	806.93	1274.2	1524.6	2561.2	2597.2	1524.6
	RV2 - Dez	2670.6	2584.6	2528.4	1253.7	1414.8	1997.2	2670.6	2670.6	1550.2
	RV3 - Dez	2602.4	1987.7	1577.6	658.5	658.5	1521.3	2602.4	2602.4	1521.3
	Média	1630.20	1523.07	1491.10	1060.08	1176.52	1353.00	1646.85	1742.03	1361.51

Fonte: Autora