GT Modernização do Setor Elétrico
Portaria nº 187/2019

Relatório do Grupo Temático

Critérios de Garantia de Suprimento

Julho de 2019

Grupo Temático: Critérios de Garantia de Suprimento

Instituição Coordenadora: EPE

Coordenador: Erik Rego (EPE)

Suplente: Renata Carvalho (EPE)

Participantes:

Agnes da Costa (MME/SECEX)

André Osório (MME/SPE)

André Perim (MME/SEE)

Ary Pinto (CCEE)

Cássio Giuliani Carvalho (MME/SPE)

Christiano Vieria (ANEEL/SRG)

Francisco Silva Jr (MME/SECEX)

Frederico Teles (MME/ASSEC)

Júlio Ferraz (ANEEL/SRM)

Mario Daher (ONS)

Pamella Sangy(EPE)

Renata Rosada (MME/ASSEC)

Renato Haddad (EPE)

Rodrigo Fornari (MME/SEE)

Rodrigo Sacchi (CCEE)

Roney Nakano (EPE)

Roseane Santos (CCEE)

Simone Brandão (EPE)

Thiago Veloso (ANEEL/ASD)

Thiago Cesar (EPE)

Vitor Duarte (ONS)

Julho de 2019

Sumário

1. INTRODUÇÃO 4

2. CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO: MOTIVADORES PARA A REVISÃO DO CRITÉRIO DE SUPRIMENTO 8

3. REFERÊNCIAS INTERNACIONAIS 12

4. PROPRIEDADES DAS MÉTRICAS DE RISCO 14

4.1. AVALIAÇÃO QUALITATIVA DAS MÉTRICAS 19

4.2. AVALIAÇÃO QUANTITATIVA DAS MÉTRICAS 20

5. PROPOSTA DE REVISÃO DOS CRITÉRIOS DE GARANTIA DE SUPRIMENTO 31

5.1. MÉTRICAS DE RISCO 31

5.2. PARÂMETROS ASSOCIADOS ÀS MÉTRICAS 33

5.3. OPERACIONALIZAÇÃO 36

5.3.1. PLANO DECENAL 36

5.3.2. GARANTIA FÍSICA DE ENERGIA 39

6. CONCLUSÕES 41

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 44

APÊNDICE I – AVALIAÇÃO QUANTITATIVA DAS MÉTRICAS DE RISCO 45

PDE 2027 45

GARANTIA FÍSICA 51

APÊNDICE II – COMPATIBILIZAÇÃO DO CRITÉRIO DE SUPRIMENTO E A METODOLOGIA DE CÁLCULO DE GARANTIA FÍSICA 59

APÊNDICE III – EXEMPLOS ILUSTRATIVOS DE ANÁLISE DAS PROPRIEDADES DE MEDIDAS COERETENTES DE RISCO 64

APÊNDICE IV – PESQUISA INTERNACIONAL 68

1. INTRODUÇÃO

A resolução n° 1, de 18/11/2004, do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, estabeleceu, em seu artigo 2°, como critério de garantia de suprimento para o SIN que o risco de insuficiência da oferta de energia elétrica não poderia exceder a 5% em cada um dos subsistemas que o compõe. Em julho de 2008, a resolução n° 9, também do CNPE, estabelece que o critério de cálculo das garantias físicas de novos empreendimentos de geração e do planejamento da expansão da oferta de energia elétrica "adote a igualdade entre Custo Marginal de Operação – CMO e o Custo Marginal de Expansão – CME, assegurando a otimização da expansão do sistema elétrico, respeitando o limite de risco de insuficiência da oferta de energia elétrica" estabelecido na resolução de 2004.

Dentre os motivadores para a inclusão do novo critério em 2008, estudos da época evidenciavam a necessidade de compatibilização entre os processos de cálculo de garantias físicas e planejamento da expansão. Como o único critério vigente era o risco de déficit de energia, o cálculo de garantia física buscava a igualdade dessa variável no seu limite superior, ou seja, risco de déficit = 5%. Já os Planos Decenais da época buscavam a otimização econômica, para a qual a igualdade entre CMO e CME se fazia necessária. Por trabalhar com custo de déficit explícito, o risco de insuficiência resultante do PDE era inferior a 5%.

Além do descasamento processual existente, a não unificação dos critérios trazia outras consequências para o processo de expansão da oferta, dentre as quais podemos destacar:

- Incompatibilidade entre a oferta indicada no PDE e àquela necessária para atender 100% dos contratos no ambiente de contratação regulado (ACR) e ambiente de contratação livre (ACL): Como o risco de déficit percebido no PDE era de aproximadamente 3%, a expansão dos planos era superior àquela requerida para o critério de 5% (percebido na garantia física). Portanto, a oferta do PDE era, constantemente, superior à oferta contratada no ACR e ACL, supondo que 100% das garantias físicas seriam comercializados.
- Subestimativa do cálculo do despacho das termelétricas no Plano Decenal: Em consequência da maior oferta do PDE, a previsão de despacho das térmicas constante dos Planos de Geração era inferior ao que deverá ocorrer na realidade, dado que o parque de geração efetivamente contratado será inferior ao indicado pelo PDE.

- Superestimativa do cálculo da garantia física: Por outro lado, o cálculo de garantia física com risco de déficit igual a 5% resulta em CMO maiores do que os valores que eram adotados como CME. O alto nível de CMO resultante do cálculo das garantias físicas superestimava a energia assegurada das térmicas, o que as privilegiava no processo de competição, além de favorecer as térmicas de altos custos variáveis unitários.

Implantada a mudança de critério, o custo marginal de expansão passou a ser calculado anualmente, por uma metodologia exógena aos processos de garantia física e planejamento da expansão, e era utilizado como critério de convergência nos respectivos processos.

A partir do Plano Decenal de Energia – PDE 2026, o planejamento da expansão da oferta de energia elétrica passou a utilizar um modelo de otimização para indicar a expansão ótima, que minimiza o custo total de operação e investimento, dado um custo de déficit explícito. Com isso, para fins de estabelecimento do plano de expansão, o critério econômico de igualdade entre o custo marginal de operação – CMO e o de expansão – CME perdeu a função, na medida em que a otimização econômica passa a ser internalizada no modelo. Dessa forma, para fins de ajuste do processo de elaboração do PDE, seria interessante adequar, nas Resoluções CNPE, a aplicabilidade de cada critério de suprimento.

Vale ressaltar que o critério de segurança, de acordo com a Resolução CNPE nº 1 de 2004, também deve ser considerado no planejamento da operação pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). O risco de déficit, apesar de ser uma estatística em uso no setor e de fácil interpretação, captura apenas uma dimensão do problema, a probabilidade do déficit, ignorando sua profundidade. Entende-se, assim, como insuficiente sua adoção como única métrica do critério, tal como tem sido observado internacionalmente.

Corroborando com esta percepção, é importante pontuar que o ONS realiza ainda análises adicionais para avaliar a adequabilidade das condições do sistema. Diante de condições hidrológicas desfavoráveis, por exemplo, tem sido realizadas análises específicas para acompanhamento dos níveis de armazenamento para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste e para os reservatórios de usinas de cabeceira das principais bacias hidrográficas, que servem de referência para auxiliar o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) na tomada de decisão quanto à necessidade de despacho termelétrico adicional ao indicado pelos modelos de otimização.

Por esse e outros motivos, detalhados ao longo deste documento, entende-se oportuno rever também o limite máximo de insuficiência estabelecido pelo CNPE.

O diagrama esquemático abaixo, Figura 1, apresenta os critérios atualmente utilizados para os processos de planejamento, indicando com um ponto de interrogação aqueles que deveriam ser revistos, objeto desse trabalho.

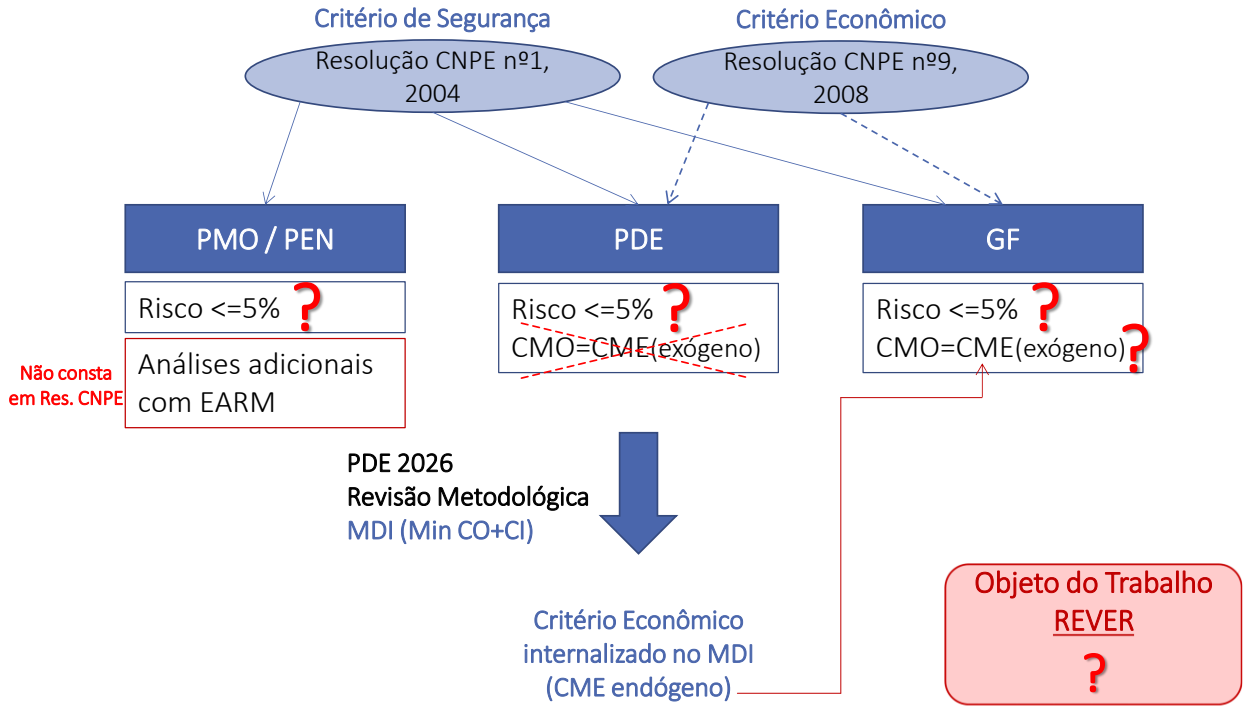

Figura 1 - Processos de Planejamento e Critérios de Garantia de Suprimento

As questões pontuadas nesta introdução já se constituem claramente como motivadoras para a revisão geral dos critérios de garantia de suprimento, posto que os vigentes não mapeiam todas as características do sistema e/ou não transmitem toda informação necessária para balizar a tomada de decisão. No entanto, para que haja robustez nesse processo de revisão, é necessário avaliar outras questões, sobretudo no que tange o contexto atual em que o setor elétrico brasileiro está inserido. Para contribuir nesse processo de revisão, o objetivo deste relatório é apresentar uma análise conceitual dos critérios de garantia de suprimento para aplicação nos processos relacionados ao planejamento da expansão, planejamento da operação e cálculo de Garantia Física de energia (GF), visando apresentar alternativas para uma possível revisão.

A redefinição do Critério de Suprimento junto com a revisão dos Mecanismos de Formação de Preço são os pontos de partida para que ações do GT Modernização, que aborda diversas linhas temáticas e foi constituído pela Portaria nº 187, de 4 de abril de 2019[1], tenham efetividade. Como ilustrado no Mapa de Contexto apresentado na Figura 2, é a partir desses dois temas que se inicia todo o processo de modernização, pois eles atuam como o elo entre a realidade físico-operativa e a comercial, a partir do qual será possível identificar os produtos necessários para viabilizar a expansão do sistema e criar um novo desenho de mercado. O resultado da revisão dos critérios terá ligação direta com todos os outros temas em discussão, como por exemplo, a melhor maneira de tratar a separação entre lastro e energia no Brasil.

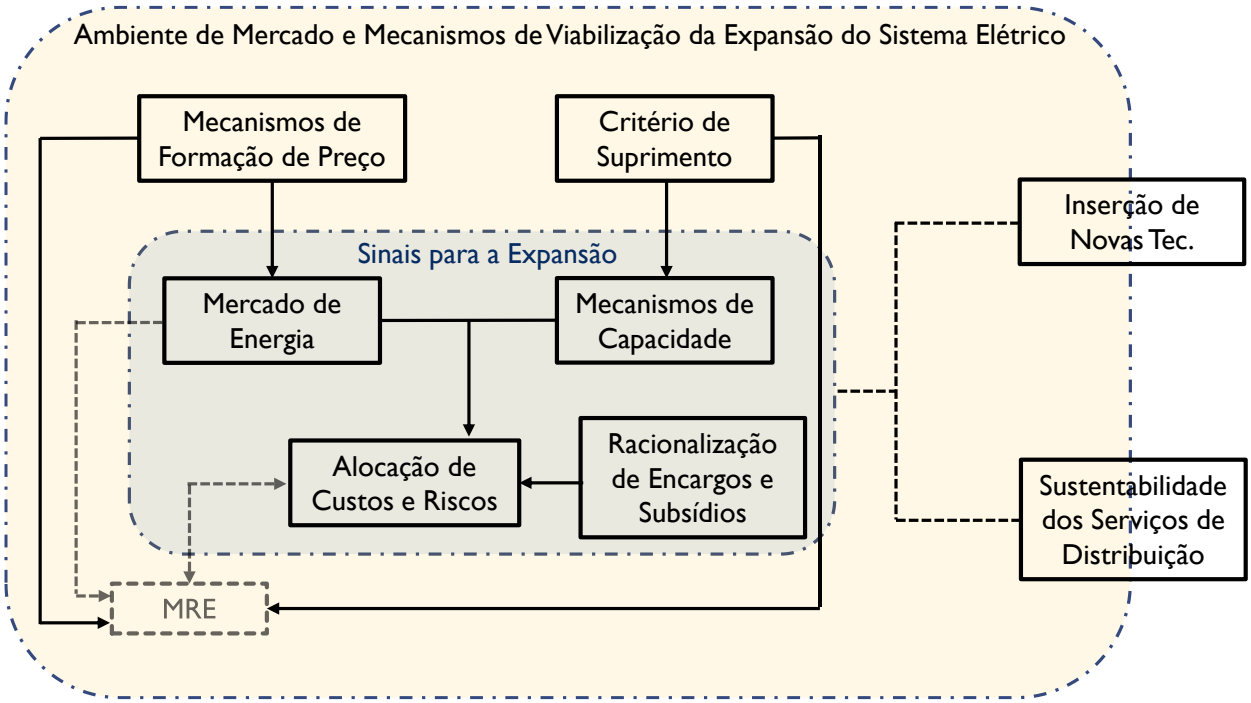

Figura 2 – Mapa de Contexto sobre os eixos temáticos tratados no GT Modernização

[1] Disponível em http://pesquisa.in.gov.br/imprensa/jsp/visualiza/index.jsp?data=05/04/2019&jornal=515&pagina=119&totalArquivos=191

2. CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO: MOTIVADORES PARA A REVISÃO DO CRITÉRIO DE SUPRIMENTO

O arcabouço técnico e regulatório do sistema elétrico brasileiro, que inclui desde os modelos matemáticos até o desenho de mercado, foi estabelecido com base em características que não mais se verificam. Nesse mesmo contexto foram definidos os critérios de suprimento, que têm como função identificar a adequabilidade da expansão para o atendimento a todos os requisitos do sistema e induzir uma expansão adicional, caso essa não seja viabilizada apenas pela otimização econômica. Uma vez identificado que as premissas basilares não mais se verificam, é necessário rediscutir o modelo do setor, como dito anteriormente e ilustrado na Figura 2. Uma das primeiras etapas desse processo é a definição de novos critérios capazes de avaliar a adequabilidade da oferta no contexto atual.

Para tanto, o conhecimento correto sobre as principais características do mercado atual de energia elétrica, identificando os atributos necessários para mapeamento de todo o sistema, constitui o primeiro passo para construção de uma abordagem conceitual sobre o tema aqui tratado.

A primeira grande mudança que vem ocorrendo na composição da matriz de geração de energia elétrica se deve à menor participação das usinas hidrelétricas, principalmente aquelas com reservatórios de regularização. Historicamente, os grandes reservatórios existentes no Brasil exerciam o papel de transferir excedentes de oferta de períodos úmidos para os momentos de menor afluência. A grande capacidade de armazenamento, em relação à carga de energia elétrica, levava a uma capacidade de estoque plurianual. Essas características se refletiam em segurança operativa e estabilidade dos preços da energia, que permitiam que as análises de adequação da expansão fossem feitas em base anual. O foco dessas análises era proteger o sistema para períodos severos de disponibilidade hidrológica.

A menor participação dessas UHE na oferta, a perda relativa da capacidade de regularização devido ao maior crescimento da carga em relação a entrada de novas UHE, aliados à maior penetração de fontes com variabilidade em escalas sub-horárias, e sem capacidade de estoque pelo lado do recurso, como eólica e solar fotovoltaica, faz com que a discretização

temporal das análises de adequação precise ser revista. A manutenção do cálculo das metas de geração sob baixa resolução temporal, por exemplo com discretização mensal representando a curva de carga por patamares não cronológicos, distancia seus resultados da operação em tempo real, exigindo medidas corretivas do operador, como ilustrado na Figura 3. Em consequência, para que o critério de suprimento sinalize de forma assertiva o tipo de expansão da oferta que solucione eventuais violações, ele deve ser condizente com essa escala de tempo necessária.

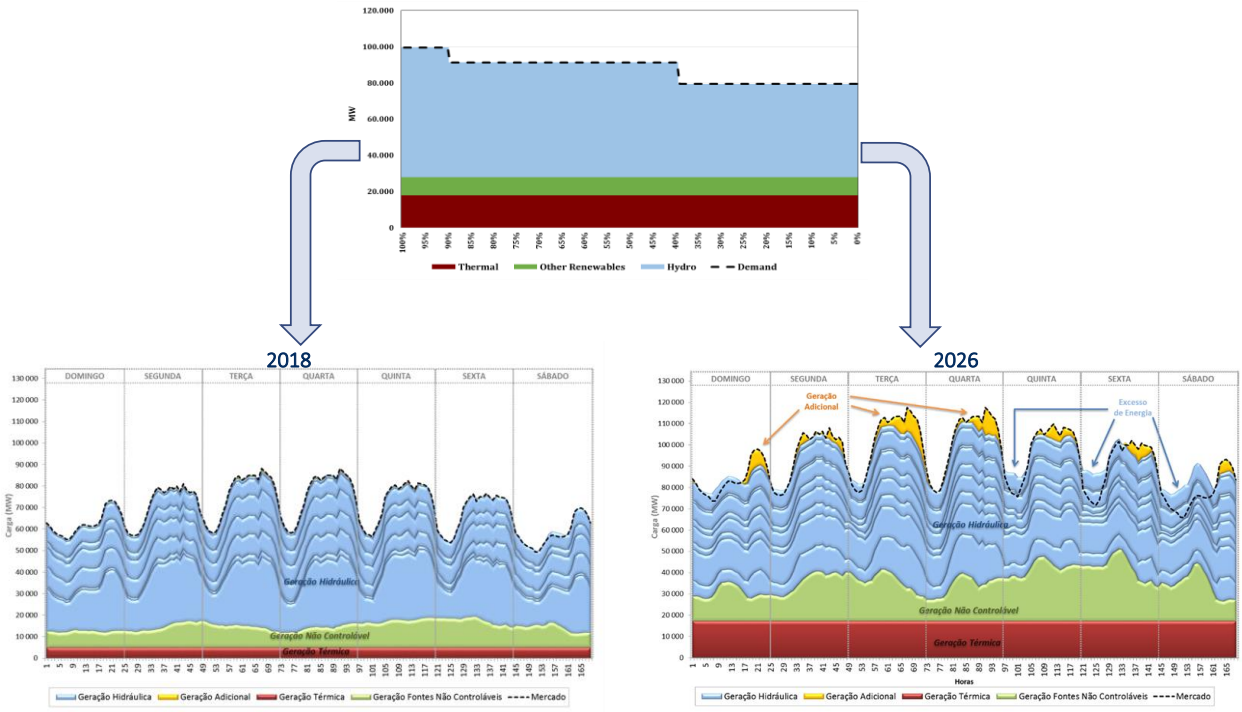

Figura 3 – Dificuldade de compatibilização entre as metas mensais de geração e a curva de carga horária ao longo dos anos

Outra consequência dessa mudança na composição da oferta é que requisitos antes não vistos como restritivos começaram a compor parte significativa da indicação de expansão da oferta. No passado, ao adequar a oferta para o atendimento à carga média de energia, as características operativas das UHE supriam os requisitos de capacidade de potência e flexibilidade. Os últimos Planos Decenais de Expansão de Energia (PDE) apontam que esse suprimento não poderá mais ser feito apenas pelas UHE, sem que haja expansão de tecnologias específicas que possuam disponibilidade de operar quando o sistema requerer. Dessa forma, é mandatório que novas dimensões, como a de capacidade de potência, estejam explícitas no critério de suprimento, para assegurar a adequabilidade sob todos os requisitos.

Os requisitos de flexibilidade ainda não são explicitamente considerados nos estudos de planejamento da expansão e da operação, devido a modelagem computacional atualmente utilizada. Isso dificulta o estabelecimento de critérios específicos para esse requisito no momento que possam identificar sua eventual escassez. À à medida em que avancem os estudos e o uso da operação horária, inicialmente na formação de preço e programação da operação, e posteriormente para os estudos da expansão da oferta, será possível o ganho de percepção sobre o valor da flexibilidade e as consequências da sua insuficiência, fundamentando assim a inclusão dessa dimensão nos critérios de suprimento. Por fim, destaca-se a predominância hidrelétrica na matriz brasileira, com mais de 100 GW de capacidade instalada e com elevado nível de flexibilidade operativa. Entende-se assim, que a redefinição dos critérios associados aos requisitos de energia e capacidade de potência trarão avanços suficientes para mapear o sistema enquanto se aprofunda na avaliação dos requisitos de flexibilidade.

Por fim, cabe destacar que as diferentes magnitudes de eventos indesejados podem causar diferentes impactos para o sistema, tanto do ponto de vista de segurança como sob o aspecto econômico. É necessário, portanto, que o critério de suprimento contemple não apenas a probabilidade de ocorrência desses eventos como também o seu impacto sobre as diferentes dimensões.

Identificadas esses atributos/características que mapeiam o sistema, o segundo desafio está em definir critérios a eles associados e métricas que permitam avaliá-los e, assim, direcionar a expansão quantificando os requisitos do sistema e o lastro de oferta. A Figura 4 ilustra de forma esquemática esse raciocínio.

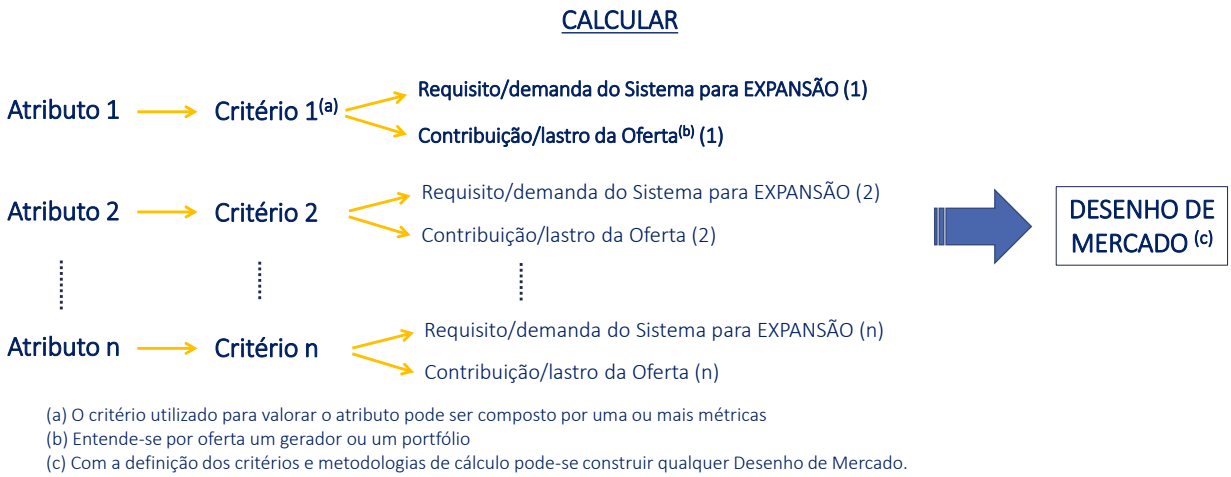

Figura 4 – Esquemático para auxílio na definição dos critérios

É importante ressaltar que o cálculo dos requisitos do sistema para a expansão e do lastro da oferta, carece de desenvolvimentos ou aprimoramentos metodológicos, incorporando outras questões em discussão no setor.

3. REFERÊNCIAS INTERNACIONAIS

O sistema elétrico brasileiro é conhecido por algumas características, onde se destaca a grande participação de usinas hidrelétricas que exploram o potencial hidráulico do Brasil espalhado pelas diversas regiões do país, além da vasta dimensão do seu território que exige uma extensa malha de linhas de transmissão para interconectar todas essas regiões. Apesar do reconhecimento de que não existem paralelos em outros países quando se trata do sistema elétrico brasileiro, sabe-se que muitos já passaram pela transição energética que o Brasil está passando hoje, com o significativo aumento do aproveitamento de recursos energéticos variáveis e não controláveis para geração de energia elétrica.

Dessa forma, foi realizada uma pesquisa internacional mais direcionada[2], selecionando países ou mercados com participação hidrelétrica e também com participação de outras fontes renováveis não controláveis - eólicas e solares, visando avaliar as medidas de risco aplicadas nesses sistemas elétricos para aferição da adequabilidade do atendimento aos seus requisitos. Assim, são listados a seguir as principais métricas que compõe os critérios de garantia de suprimento nas referências pesquisadas:

I. Probabilidade do déficit: em percentual dos cenários, LOLP, LOLE, LOLH

II. Valor esperado do déficit (% da demanda)

III. Valor esperado do déficit considerando apenas os cenários com déficit

IV. Valor esperado do déficit considerando os 95% dos cenários hidrologicamente favoráveis

V. Valor esperado do déficit considerando os 5% piores cenários hidrológicos

VI. Probabilidade do déficit considerando os cenários com déficits superiores a 2% da demanda

VII. Critério econômico

Destaca-se que muitos sistemas, principalmente aqueles com predominância em hidroeletricidade, conjugam diversos critérios, o que permite verificar se diversas características do sistema estão adequadas. Como exemplo podemos citar a Colômbia (que

[2] No Apêndice IV – Pesquisa Internacional está descrita de forma detalhada os critérios utilizados para expansão em diversos países e mercados.

utiliza os critérios I, II, III e VII), Costa Rica (I, IV, V e VII), Peru e Nova Zelândia (I e VII). Os critérios III, IV e V utilizam como métrica o CVaR do déficit de energia, seja com o nível de confiança fixo - IV e V, ou variável - III.

Outra importante referência a se destacar é a *Bonneville Public Authorithy* (BPA), responsável pela administração federal do mercado de energia de uma região que abrange praticamente quatro estados do noroeste dos Estados Unidos da América. Este sistema tem grande participação da geração hidrelétrica, o que o torna um exemplo interessante para as análises do caso brasileiro.

Anualmente a BPA publica o "Pacific Northwest Loads and Resources Study", conhecido como "White Paper"[3], cujo objetivo é avaliar a capacidade do sistema elétrico da região de cumprir seus contratos de demanda de energia elétrica no longo prazo. O referido documento apresenta o balanço energético anual e o balanço de 120 horas de capacidade para o mês de janeiro[4]. Nestes balanços é considerado o cenário crítico de geração hidrelétrica. Entretanto, no ano de 2015 a BPA apresentou um relatório mais detalhado, com análises probabilísticas, considerando como métricas LOLP e CVaR do déficit de energia. A metodologia é apresentada de forma abrangente no "Guide Tools and Principles for a Dry Year Strategy"[5].

[3] https://www.bpa.gov/p/Generation/White-Book/Pages/White-Book.aspx
[4] Historicamente, o mês de janeiro é o mais crítico, com maior probabilidade de déficit.
[5] https://www.bpa.gov/p/Generation/Dry-Year/Pages/default.aspx

4. PROPRIEDADES DAS MÉTRICAS DE RISCO

Com base na pesquisa internacional e em uma série de estudos que vêm sendo conduzidos ao longo do tempo para a avaliação das condições de atendimento do sistema, e tendo em vista constantes evoluções no histórico recente com relação à configuração do sistema, características operativas, modelos de otimização, parâmetros, entre outras, foi realizado um levantamento de possíveis métricas que poderiam passar a compor o critério de garantia de suprimento, conforme listado abaixo:

A. Probabilidade de Déficit (%)
B. Probabilidade de Déficit > y% demanda (%)
C. Valor Esperado do Déficit (%demanda)
D. CVaR[6] Déficit (% demanda)
E. CVaR Déficit com α variável (% demanda)
F. Nível de Armazenamento (% EARMax)
G. Probabilidade de Nível de Armazenamento < z% EARMax (%)
H. CVaR CMO (R$/MWh)

Vale destacar que as métricas A, B, C, D e E podem ser aplicadas tanto para energia quanto potência. A métrica A quando aplicada à potência é chamada de LOLP[7], que avalia a probabilidade do não atendimento à demanda de potência. Esse atendimento poderia ser avaliado considerando outras métricas como parte do critério, como a LOLE[8]. No entanto, esta medida não pode ser considerada no presente momento, por não dispormos de modelos cronológicos para avaliação do atendimento de potência.

A adequabilidade de cada métrica foi avaliada sob alguns aspectos e, como uma medida de risco, é desejável que apresente os atributos listados a seguir:

[6] *Conditioned Value at Risk* – corresponde ao valor esperado dos α% valores mais críticos possíveis para a variável aleatória escolhida.
[7] *Loss of Load Probability* – Probabilidade de Perda de Carga
[8] *Loss of Load Expectation* – Expectativa da Perda de Carga

a) Facilidade na definição de parâmetros de entrada

Avalia a dificuldade em definir os valores dos parâmetros associados às métricas de risco e o grau de arbitrariedade.

b) Facilidade de interpretação

Cada métrica tem por objetivo avaliar determinado comportamento do sistema, sendo desejável que a partir dos valores obtidos com a aplicação da métrica seja possível que o tomador de decisão, de maneira clara e objetiva, entenda se este sistema está bem atendido ou não, ou mesmo tenha percepção da qualidade deste atendimento. Em outras palavras, deve-se fazer a analogia, sem dificuldades, da sua aplicação ao problema proposto, buscando verificar o sentido físico e/ou econômico.

c) Robustez a diferentes configurações hidrotérmicas (com relação ao valor dos parâmetros de entrada)

Comparativamente, avalia como essas métricas respondem a mudanças na configuração, e se alterariam a percepção de risco em diferentes condições. Isso pode levar a necessidade de revisão dos parâmetros utilizados nos modelos com frequência maior que a desejada.

d) Robustez a atualizações das variáveis exógenas (por exemplo: custo de déficit, taxa de desconto, CVaR custo)

Os sistemas elétricos de potência mundo afora têm evoluído rapidamente ante às novas exigências técnicas, de segurança, ambientais e à evolução tecnológica da própria indústria. Neste sentido, os parâmetros associados aos modelos que representam o sistema também sofrem constantes atualizações. Portanto, é desejável que uma métrica permaneça válida diante de alterações nestes parâmetros exógenos, mesmo reconhecendo que os parâmetros de entrada associados às métricas devam ser ajustados/recalibrados periodicamente.

e) Necessidade de ser conjugada com outro critério

A conjugação de métricas para composição do critério de garantia de suprimento é sempre necessária, dado que, pela metodologia de análise atualmente utilizada, que separa as avaliações de energia e potência, nenhuma métrica seria capaz de capturar todas as dimensões do problema. Além disso, mesmo considerando uma única variável

(p. ex: déficit de energia), pode ser necessário mais de uma métrica para reunir outras informações relevantes para a tomada de decisão (por exemplo, associadas ao custo).

f) Sensibilidade a perturbações

Avalia se o critério responde adequadamente a perturbações no sistema (ex.: aumento da demanda, exclusão da oferta de ponta, redução das vazões do rio São Francisco, etc), sem apresentar alteração de resultado marginal.

g) Aderência aos critérios de operação

Mesmo considerando que os critérios de planejamento da expansão e da operação não precisam ser os mesmos para se ter aderência entre os estudos, é importante observar a aderência entre eles. Ações possíveis de serem tomadas pelo Operador na execução do seu planejamento exigem critérios complementares (por exemplo, para se decretar um racionamento de energia).

h) Operacionalização

A consideração da facilidade de internalização das métricas no modelo é um atributo importante, mas não essencial. Podem ser estudadas alternativas para operacionalizar o critério que não invalidem sua aplicação.

Tendo em vista um determinado grau de subjetividade que a avaliação das métricas de risco elencadas sob a ótica desses atributos exige, será apresentada no item 4.1 uma análise qualitativa, que deverá ser complementada com uma análise quantitativa capaz de verificar o comportamento de cada uma das métricas através dos resultados das simulações energéticas. O atributo (c) traz uma visão relevante de coerência de medida de risco, que pode ser definida formalmente, como a característica que permite o tomador de decisão fornecer entradas a um sistema de tal forma que os resultados de risco obtidos respeitem o sentido esperado no qual as entradas foram fornecidas.

No caso de aplicação de medidas de risco para planejamento de sistemas de geração de energia elétrica, é possível elencar relações de entrada e saída coerentes, como:

Tabela 1 Propriedades para avaliar coerência das medidas de risco.

Entrada	Saída
Adicionar uma usina	Reduzir o risco
Aumentar a demanda	Aumentar o risco

O tema em questão tem sido bastante estudado, sendo possível encontrar artigos científicos em diversas áreas do conhecimento, neste sentido, no âmbito da aplicação para o mercado financeiro, o trabalho de Artzner *et al* (1999) conceitua e discute a coerência em medidas de risco. Ao longo do texto, são detalhadas quatro propriedades necessárias para garantir a coerência de uma medida de risco. Embora estas propriedades tenham sido desenvolvidas para problemas de finanças, o presente trabalho aponta, na Tabela 2 a seguir estas propriedades contextualizadas para o problema de planejamento de sistemas de geração de energia, destacando-se que o Apêndice III apresenta de forma detalhada alguns exemplos ilustrativos para facilitar a compreensão dos efeitos de cada propriedade neste contexto:

Tabela 2 Propriedades para avaliar coerência das medidas de risco.

Propriedade	Efeito	Descrição
Invariância a translação	Deslocamento	Ao adicionar uma oferta certa de energia ao sistema, a medida de risco reduzirá na quantidade exata da oferta adicionada.
Homogeneidade Positiva	Escala	Se um sistema for reduzido ou amplificado, a medida de risco sofrerá o mesmo efeito exatamente na mesma proporção.
Monotonicidade	Dominância	Ao se comparar dois sistemas, caso a distribuição de probabilidade acumulada da variável de interesse (ex.: déficit) de um sistema for inferior à de outro sistema, em todos os percentis, a medida apresenta menor risco para o primeiro sistema.
Subaditividade	Portfólio	A medida de risco deve refletir que o risco de um portfólio, composto por dois sistemas, é igual ou inferior à soma de seus riscos individuais.

É importante contextualizar que, historicamente, a medida de risco VaR_{α}[9] foi largamente utilizada, porém devido, principalmente aos efeitos causados por sua incapacidade de atender a todas as propriedades listadas[10], tem sido substituída pelo $CVaR_{\alpha}$ pelos mesmos motivos. Inclusive, o setor já utiliza, desde 2013, o CVaR aplicado na função objetivo do modelo de planejamento da operação de médio/longo prazo de subsistemas hidrotérmicos interligados – Newave.

Complementarmente destaca-se que das métricas de risco listadas, em estudo no presente documento, algumas são matematicamente derivadas do VaR – A e B, e outras do CVaR - C, D e H, além do fato de que a métrica E conjuga as duas medidas em uma só. Desta forma, a partir do trabalho de Artzner *et al* (1999), que demonstra a falta de coerência da medida VaR, por não atender a propriedade de subaditividade, é possível estender essa classificação para as métricas A, B e E.

É importante salientar que a construção de um portfólio de fontes de geração, e consequentemente a necessidade da propriedade de subaditividade, é algo bastante recorrente no planejamento de sistemas de potência, porque, continuamente, o tomador de decisão deve avaliar o risco do sistema ao se inserir novos componentes (usinas, troncos de intercâmbio, cargas, etc), o que na prática equivale a definir um novo portfólio para o sistema.

Enfim, é importante destacar que, segundo Artzner *et al* (1999), a medida de risco CVaR, para um nível de confiança (α: alfa) fixo, atende às quatro propriedades elencadas, portanto é uma medida de risco coerente, permitindo assim, estender esta coerência às métricas C, D e H avaliadas neste documento. Ressaltando-se ainda que esta medida possui outra característica interessante: pode ser internalizada em problemas de otimização convexa, segundo Rockafellar e Uryasev (2000).

[9] *Value at Risk* – corresponde ao menor valor que uma variável aleatória pode assumir em seus α% valores mais críticos.

[10] A medida *VaR* não atende a propriedade de subaditividade, portanto, o portfólio composto por dois sistemas pode apresentar um risco maior do que os riscos individuais de cada sistema, caso se adote esta medida de risco.

4.1. AVALIAÇÃO QUALITATIVA DAS MÉTRICAS

A avaliação qualitativa das métricas elencadas acima, com base nas propriedades de risco, já permite chegar a algumas conclusões parciais e desenhar uma condição de contorno para definição dos critérios de garantia de suprimento aplicáveis nos estudos de planejamento da expansão do sistema de energia elétrica brasileiro – SEB.

Dentre os atributos desejáveis em uma medida de risco, quatro deles se destacam por apresentarem métricas com avaliações mais diferenciadas entre elas – (a), (b), (c) e (f).

Quanto à facilidade na definição dos parâmetros de entrada (a), a probabilidade de déficit tanto de energia quanto de potência - A é a métrica melhor avaliada, podendo ser encontrados exemplos na literatura e em uso por outros países. Já para as métricas que utilizam a medida CVaR, há maior complexidade, pois requerem a definição de dois parâmetros – nível de confiança (α) e limite máximo aceitável do valor esperado dos α piores cenários.

A probabilidade de déficit, seja de energia ou potência, é uma métrica bastante conhecida, usada no setor e, portanto, de fácil interpretação - (b). Por outro lado, a medida CVaR vem sendo cada vez mais utilizada por diferentes setores, inclusive no setor elétrico, por exemplo com a aplicação do CVaR custo na função objetivo dos modelos Newave e Decomp. Deve-se reconhecer que ainda requer um esforço para associar a sua aplicação no problema à prática operativa. Contudo, entende-se que o CVaR aplicado à variável CMO – H é de mais simples interpretação que quando aplicado ao déficit – D e E, tendo como objetivo planejar, de forma a evitar cenários com custos marginais de operação, e consequentemente, preços da energia no curto prazo, muito elevados. As métricas que avaliam tanto o valor esperado do nível de armazenamento - F, quanto a sua probabilidade - G (que tem como objetivo reduzir a dispersão, limitando a ocorrência de cenários com baixos níveis de armazenamento), são mais intuitivas, pois tratam de uma grandeza física do sistema.

O atributo que avalia a robustez a diferentes configurações - (c), que traz uma visão de coerência das medidas de risco, prejudica as métricas A (probabilidade de déficit) e a E (CVaR Déficit com α variável, em % demanda) por não atenderem a propriedade de subaditividade (efeito portfólio). Por esse atributo, as métricas relacionadas ao nível de armazenamento, também não seriam bem classificadas, dado sua forte relação com a evolução da configuração.

Por fim, a avaliação da métrica quanto a sensibilidade às perturbações - (f) mostra uma relação direta com as variáveis que a compõe. Dessa forma, a menos de situações conjunturais críticas, o déficit de energia tem se apresentado pouco significativo na maioria dos processos, tanto em profundidade quanto em probabilidade, logo as métricas que o consideram se apresentam pouco sensíveis. Em contrapartida, o CVaR do CMO dá uma resposta clara com relação a melhoria ou a piora das condições de garantia de suprimento do sistema, a depender da perturbação realizada.

Resumidamente, os estudos para definição dos critérios de garantia de suprimento podem ser divididos em duas etapas: avaliação das métricas de risco e definição dos parâmetros associados às métricas. As métricas, sendo coerentes, devem ser robustas a diferentes configurações do sistema, metodologias de otimização, parâmetros exógenos ao problema, etc. No entanto, os parâmetros das métricas (limites das restrições) podem variar com essas condições e características dos sistemas e, portanto, devem ser revistos periodicamente.

A análise qualitativa apresentada acima deve ser complementada com uma análise quantitativa através de simulações com o modelo de otimização da operação aplicado no planejamento da expansão – Newave.

4.2. AVALIAÇÃO QUANTITATIVA DAS MÉTRICAS

Com o objetivo de avaliar a resposta das métricas considerando sua coerência com a percepção de risco de operação do sistema em configurações com relação oferta x demanda distintas, foram realizadas simulações com o modelo Newave para diferentes estudos – PDE, cálculo de Garantia Física (GF) e Plano Mensal de Operação (PMO).

O PMO de janeiro de 2015 foi utilizado como referência para apresentação de resultados e análise do comportamento de cada uma das métricas elencadas no corpo deste Relatório, contudo, resultados para casos de PDE e GF podem ser encontrados no Apêndice I.

O início do ano 2015 se caracterizou por uma conjuntura severa, onde o subsistema Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO) estava com armazenamento inferior a 20% de sua capacidade e em condições hidrometeorológicas desfavoráveis, como se observa na evolução temporal da energia natural afluente e do armazenamento verificado, ilustrado na Figura 5. Assim, esse

PMO[11] foi escolhido para verificar se os critérios de suprimento atuais e as métricas alternativas elencadas se mostram adequadas, ou seja, capazes de sinalizar corretamente a percepção de risco em que o sistema estava inserido e apontar as ações necessárias.

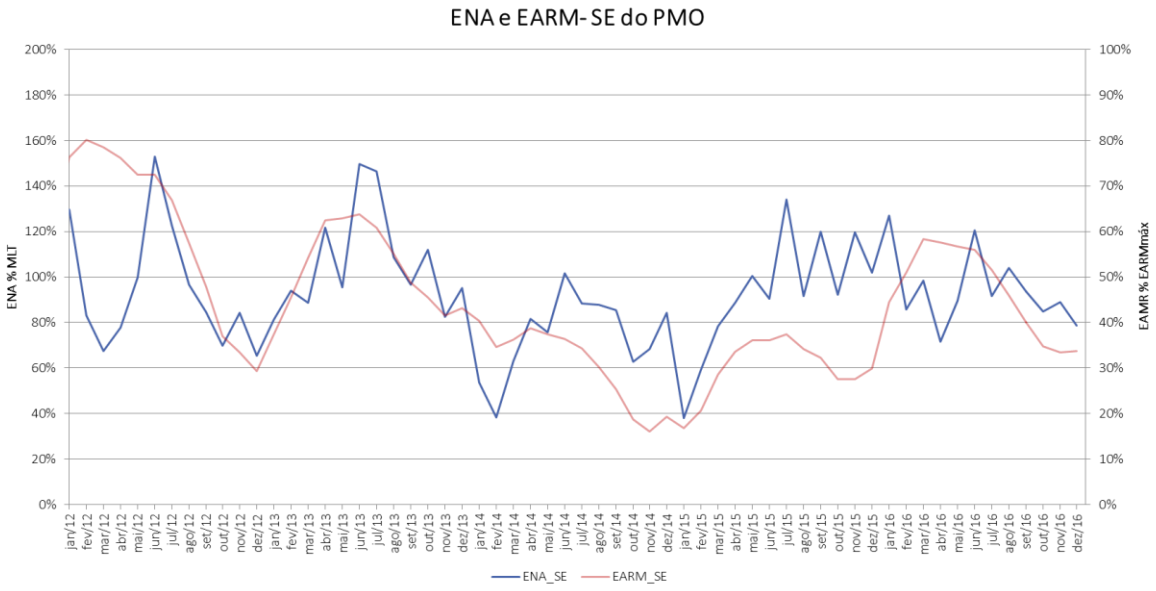

Figura 5 - Evolução temporal do armazenamento e da energia natural afluente para o subsistema Sudeste.

A Figura 6 apresenta a curva de permanência do CMO para cada mês do ano de 2015, onde observa-se valores elevados: em mais de 50% das séries o CMO supera o PLD_máx atual, R$ 513,89/MWh, e as 10% piores séries, ou seja, com probabilidade maior que 90%, já apresentavam CMO superior ao custo de déficit do 1º patamar (na época se usava 4 patamares de déficit).

[11] O PMO foi executado na versão 25 do modelo Newave.

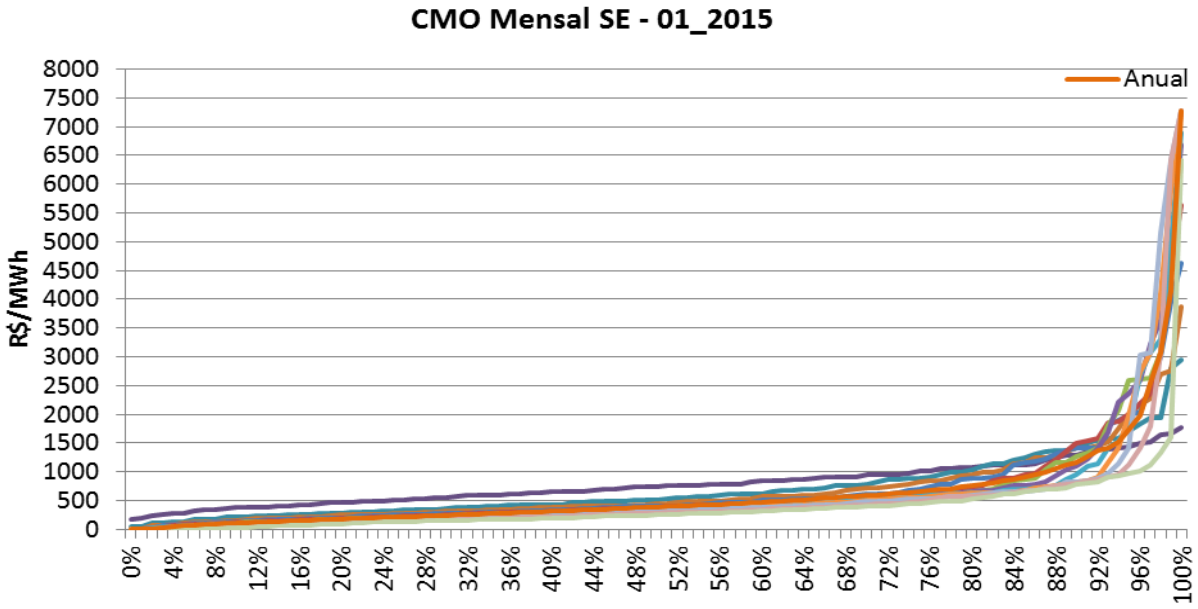

Figura 6 - Permanência do CMO para cada um dos meses dos anos de 2015.

Como o $CVaR_\alpha$ é média dos α piores cenários, ou seja, se α=10%, faz-se a média do CMO entre os percentis 90% e 100%, logo quanto menor o α, maior o $CVaR_\alpha$. Destaca-se que foram realizadas sensibilidades com diversos α para efeito de estudo.

A seguir são apresentadas sensibilidades do $CVaR_\alpha$ do CMO para α=5%, α=10%, α=15% e α=100% (média) para cada um dos subsistemas do PMO e para cada mês de 2015. Também são apresentadas duas métricas anuais, uma que considera todos os dados dos 12 meses em uma única distribuição, AN (24mil) e outra que faz a média dos 12 meses para cada série sintética, AN (2mil).

Ao considerar a média do CMO entre os quantis 95% e 100%, $CVaR_{5\%}$, se observa valores relativamente altos, superiores ao custo do déficit no primeiro patamar nos subsistemas Sudeste e Sul em todos os meses.

É interessante observar que a métrica mensal permite identificar quando há alguma necessidade do sistema e então tomar a decisão mais adequada, como por exemplo, direcionar a escolha do tipo de oferta que poderá contribuir de forma mais assertiva para a redução do CMO naquele período. Ressalta-se que além da informação discretizada mensalmente, deve-se considerar a informação por subsistema e também para o SIN, se a variável existir.

Conforme explicado anteriormente, o CVaR é uma medida matematicamente denominada coerente, logo ao aumentar o nível de confiança (α) observa-se que a relação do

comportamento entre os meses não se altera e os montantes reduzem gradativamente, Figura 7 , Figura 8, Figura 9 e Figura 10.

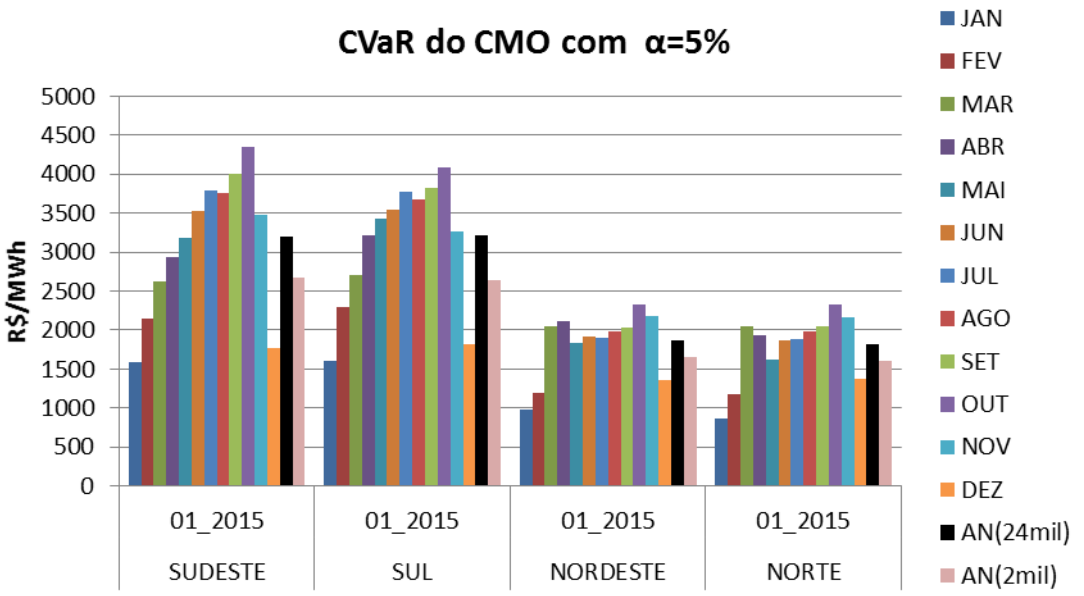

Figura 7 - CVaR$_{5\%}$ do CMO do PMO 01/2015.

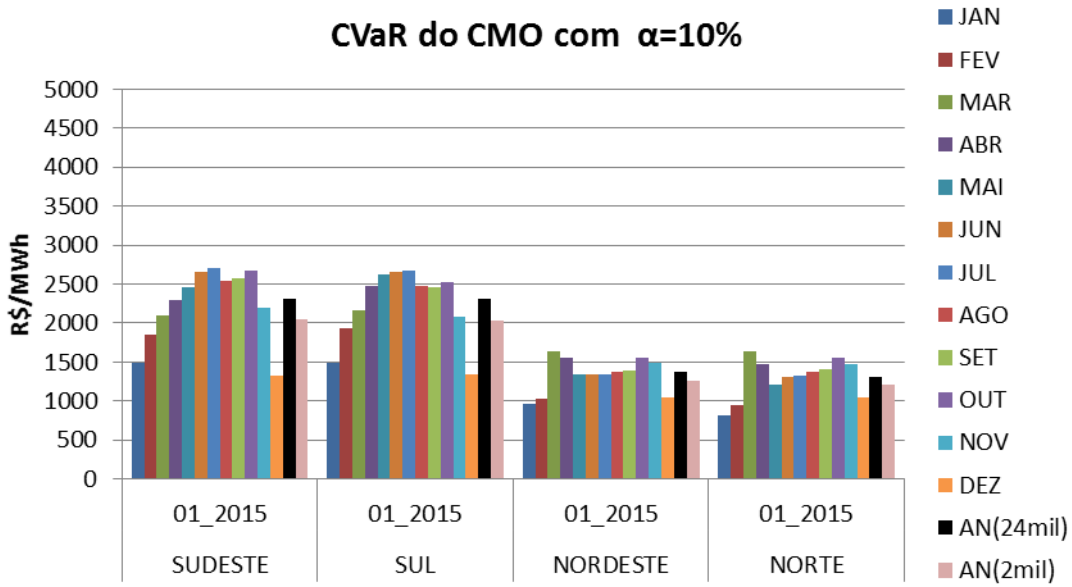

Figura 8 - CVaR$_{10\%}$ do CMO do PMO 01/2015.

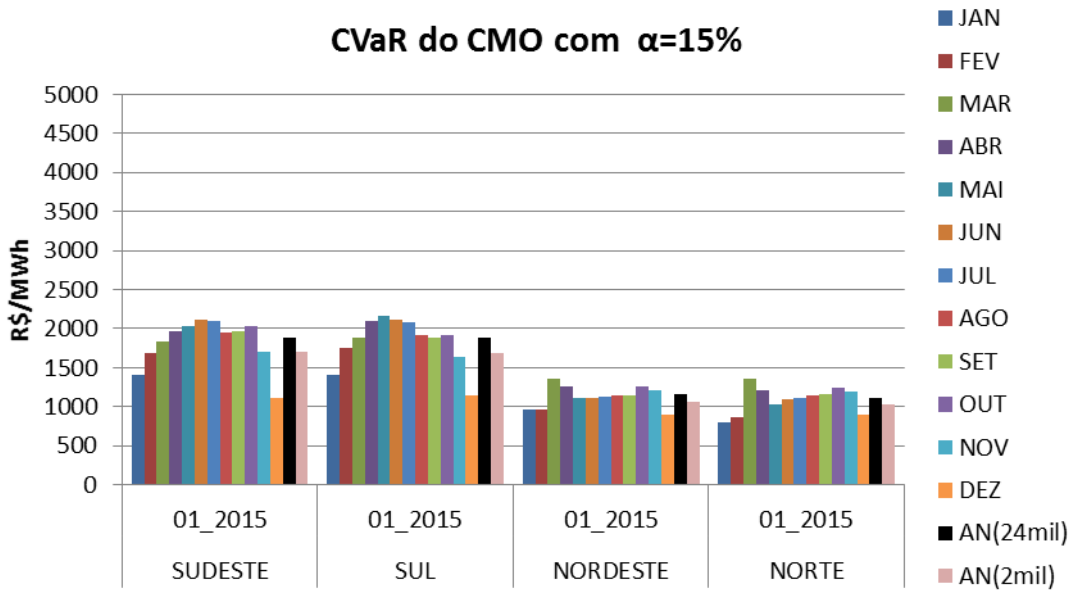

Figura 9 - CVaR$_{15\%}$ do CMO do PMO 01/2015.

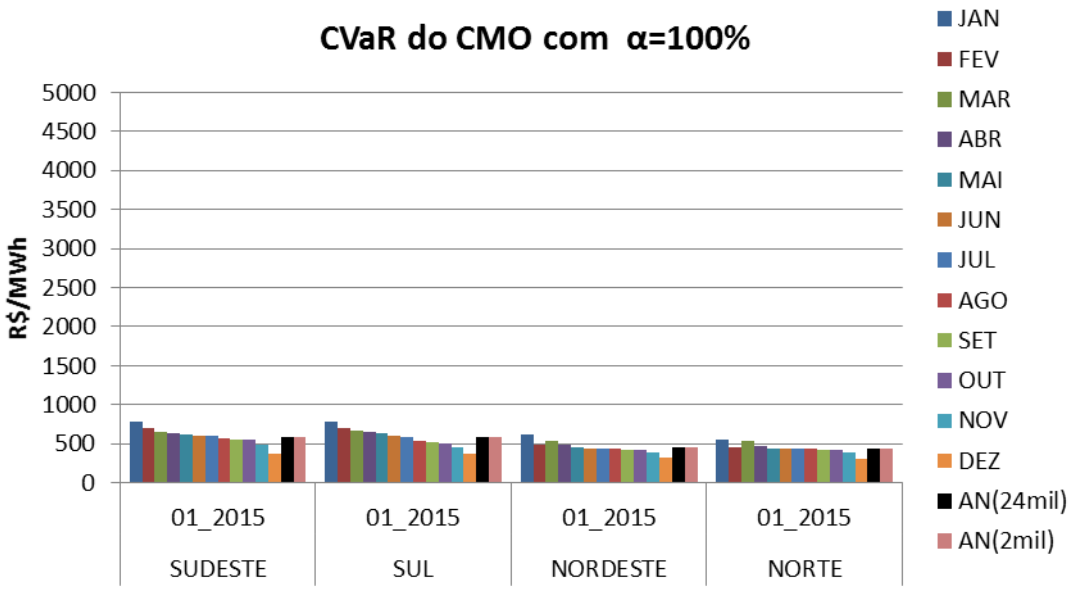

Figura 10 - CVaR$_{100\%}$ do CMO do PMO 01/2015 (média do CMO).

A Figura 11 abaixo mostra que todos os meses apresentam déficit em torno de 5% da demanda em até 10% das séries sintéticas da simulação final.

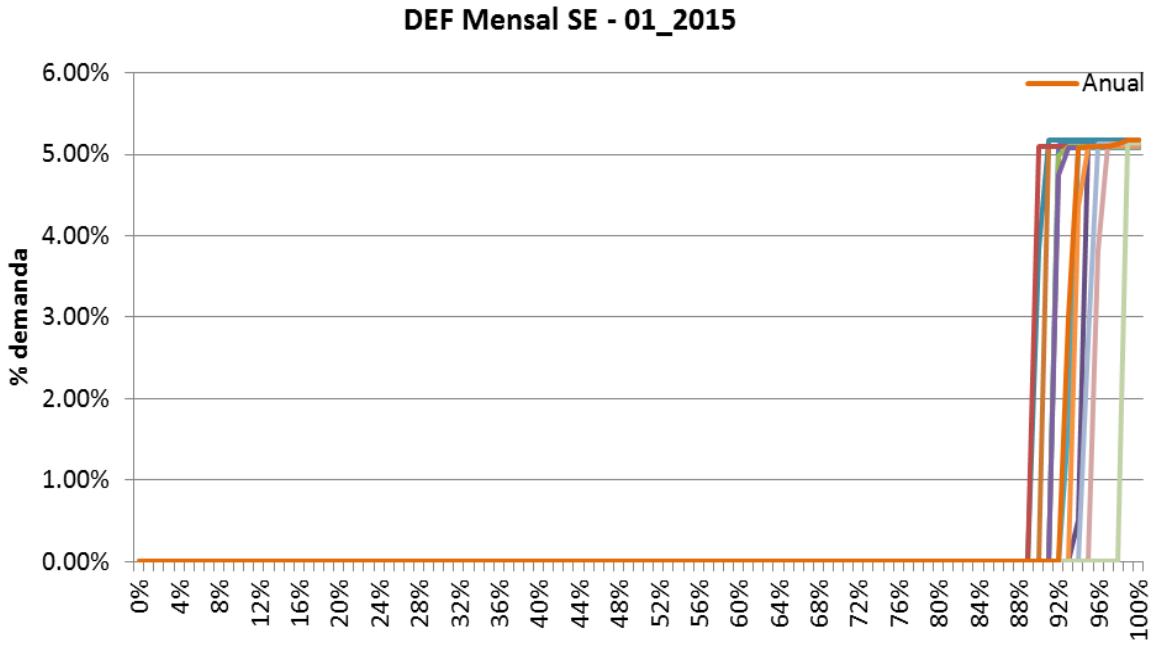

Figura 11 - Permanência dos déficits para cada um dos meses de 2015.

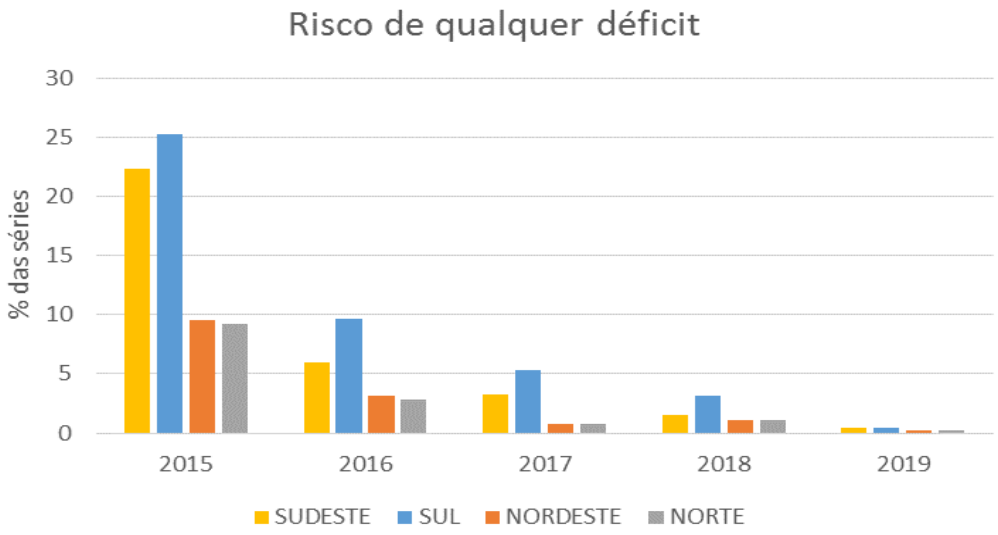

Figura 12 - Risco de qualquer déficit.

O risco de qualquer déficit está representado na Figura 12 e pode-se observar que em 2015, no subsistema Sudeste, mais de 20% das séries apresenta algum déficit. Além dessa métrica não ser considerada matematicamente coerente, a avaliação apenas pelo risco não indicaria o impacto mensurado pela profundidade. Já o CVaR do déficit sinaliza a média do déficit em α% das piores séries, conforme apresentado nas figuras abaixo.

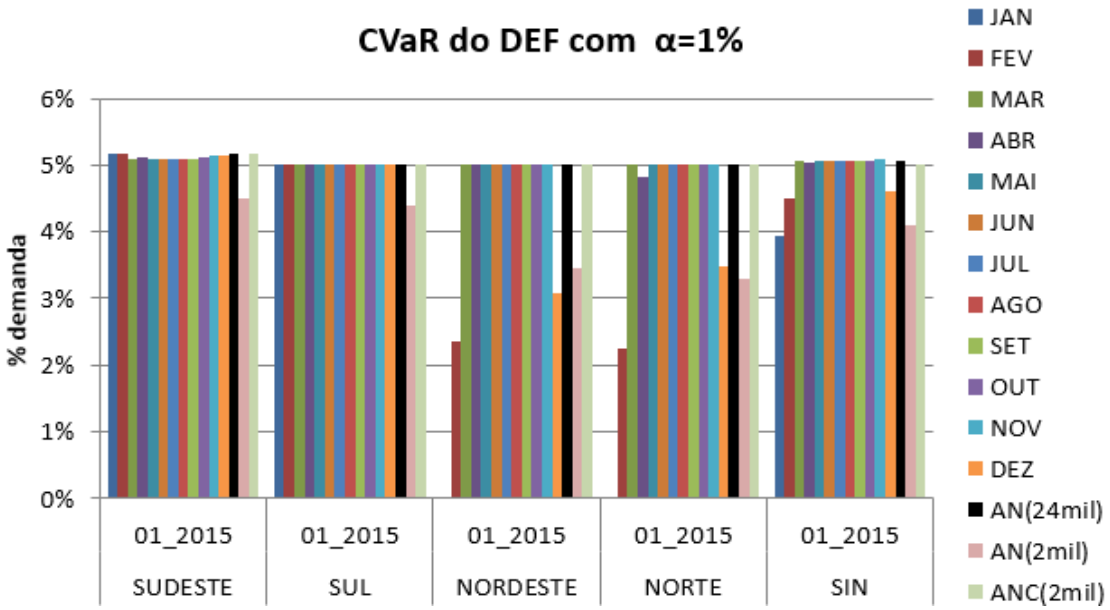

Figura 13 - CVaR$_{1\%}$ do Déficit do PMO 01/2015.

O PMO 01/2015 apresentou condições adversas que refletiram no déficit, conforme mostrado na Figura 14, Figura 15, Figura 16, Figura 17. No entanto, é importante destacar que em muitos decks se observam déficits em apenas 1% das séries, por esse motivo, foram realizadas análises com α a partir de 1%. Cabe salientar que o CVaR do déficit foi calculado em relação à demanda do subsistema.

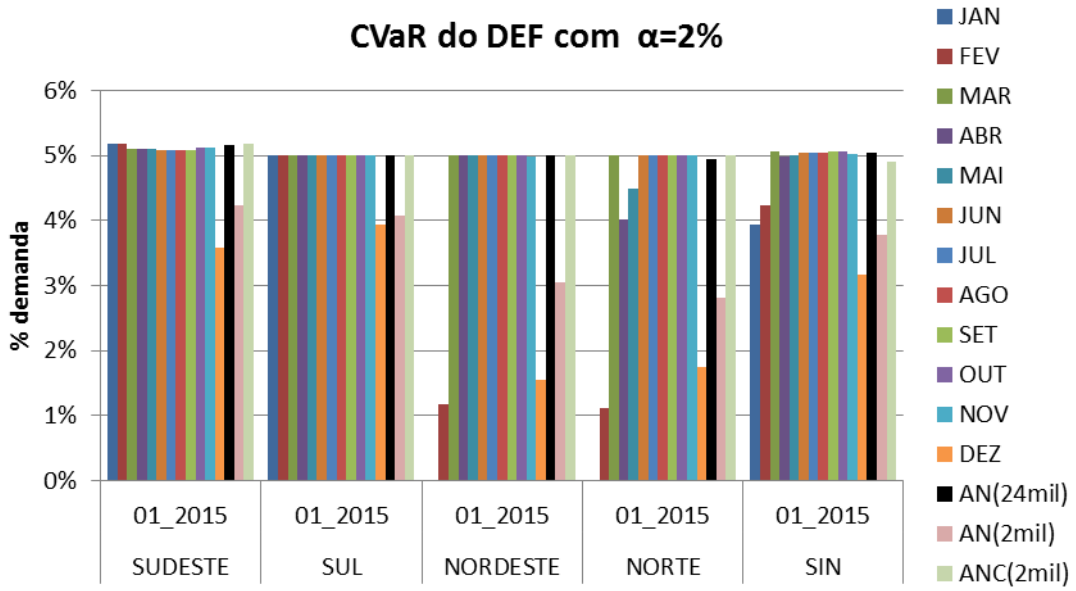

Figura 14 - CVaR$_{2\%}$ do Déficit do PMO 01/2015.

Destaca-se que além do CVaR em escala mensal e das métricas anuais considerando todos os dados, AN (24 mil), e a média dos meses, AN (2 mil), também é possível fazer a média do déficit apenas considerando os meses em que há déficit, ANC (2mil).

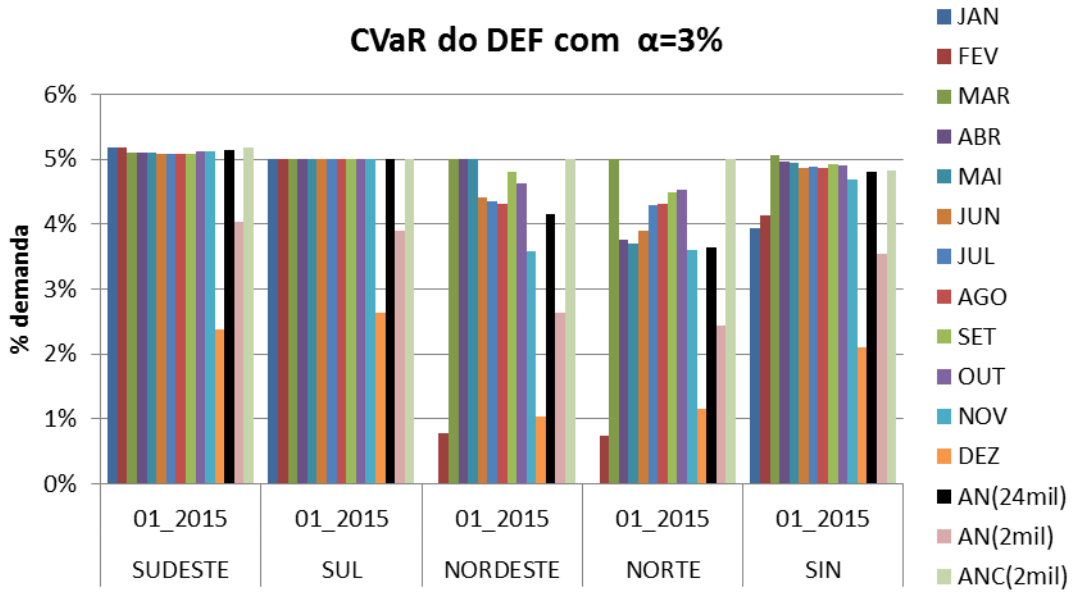

Figura 15 - CVaR$_{3\%}$ do Déficit do PMO 01/2015.

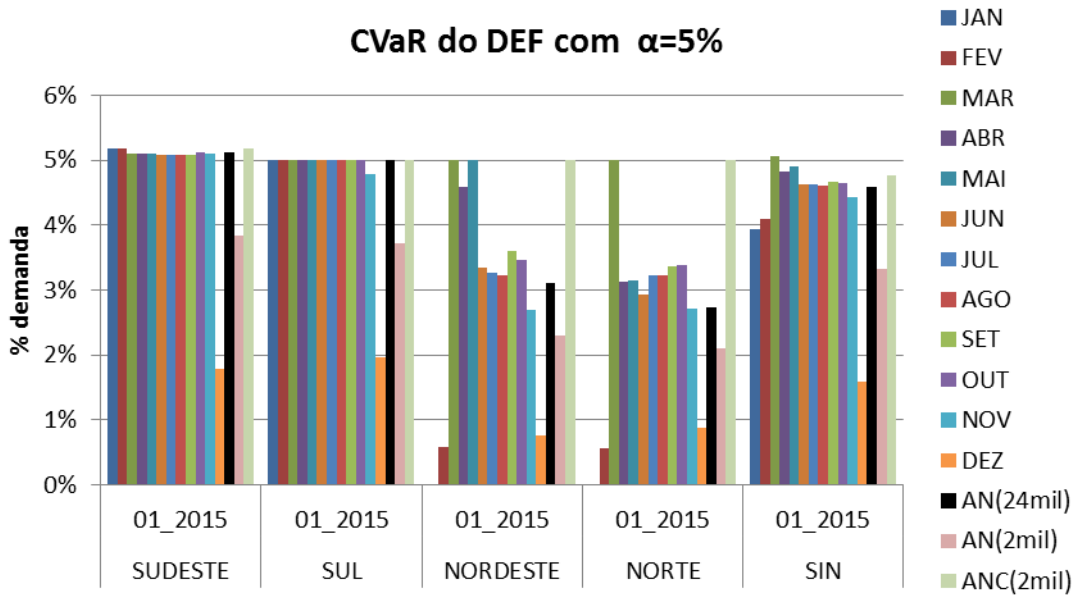

Figura 16 - CVaR$_{5\%}$ do Déficit do PMO 01/2015.

Como se verifica que o déficit está em torno de 5% para mais de 10% das piores séries, para diversos meses (exceto dezembro), o CVaR do déficit é aproximadamente 5% para qualquer α

menor que 10%. No entanto, se em um outro caso houvesse déficit em apenas 1% das piores séries ao considerar o parâmetro α = 2% teríamos que o $CVaR_{2\%}$ seria 0.5*$CVaR_{1\%}$.

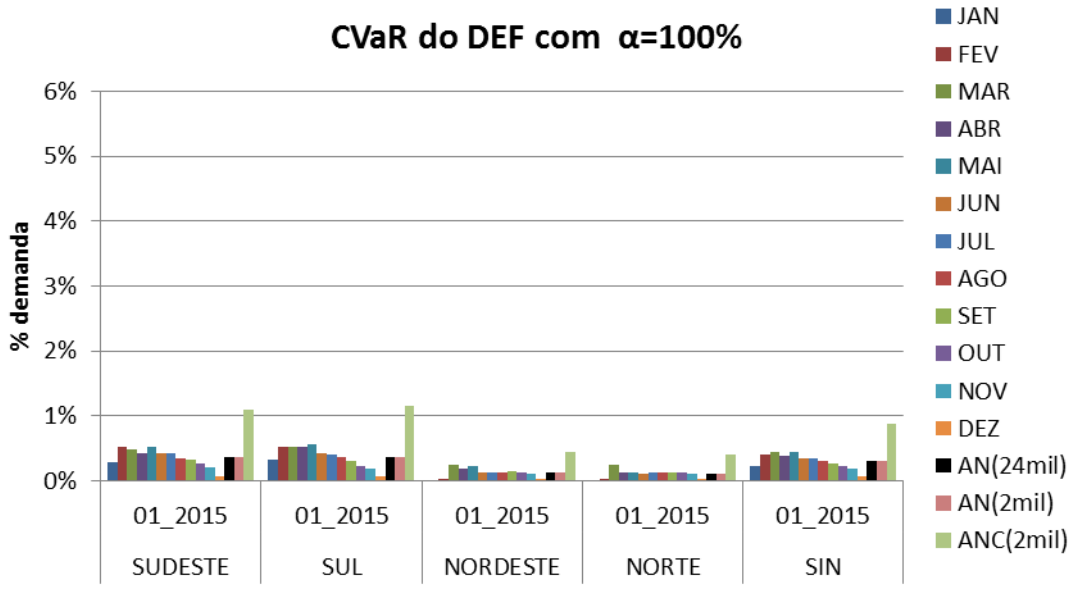

Figura 17 - $CVaR_{100\%}$ do Déficit do PMO 01/2015.

Análises para os decks de PDE e caso base de Garantia Física, que se encontram no apêndice deste documento, corroboram com as análises que já foram apresentadas.

Outro aspecto importante a ser avaliado é o atendimento à demanda máxima potência e, para isso, este documento avalia o uso do CVaR da potência não suprida e da LOLP. A metodologia utilizada para essa avaliação é a mesma vigente nos últimos Planos Decenais de Expansão e pode ser encontrada em detalhes na Nota Técnica EPE-DEE-NT-035/2017-r1. O objetivo principal dessa análise é identificar, para cada mês do horizonte, as condições de atendimento para o momento de maior consumo. Dentre os principais aspectos cabe destacar a consideração da demanda máxima instantânea somada ao requisito de reserva operativa (nesse caso, considerado 5% da demanda máxima)[12], a perda de potência nas usinas hidrelétricas, contribuição de fontes não controláveis de acordo com seu perfil horário e limites nas interligações.

As figuras abaixo apresentam resultados de risco de déficit de potência para cada mês (Figura 18) e CVaR da potência não suprida em base anual (Figura 19) e mensal (Figura 20). Nesse

[12] As análises de potência apresentadas utilizaram a simulação final com séries históricas, compatível com a avaliação atual dos Planos Decenais. Contudo, aprimoramentos nas ferramentas computacionais utilizadas estão em andamento para possibilitar o uso de séries sintéticas, o que poderá reduzir possíveis instabilidades nos resultados para avaliações com poucos cenários.

momento, o risco de déficit representa a quantidade de cenários hidrológicos em que a oferta disponível para um suprimento de curta duração não é suficiente para atender a demanda máxima instantânea daquele mês. O CVaR da potência não suprida representa a média do corte de carga considerando um determinado percentual de ocorrências.

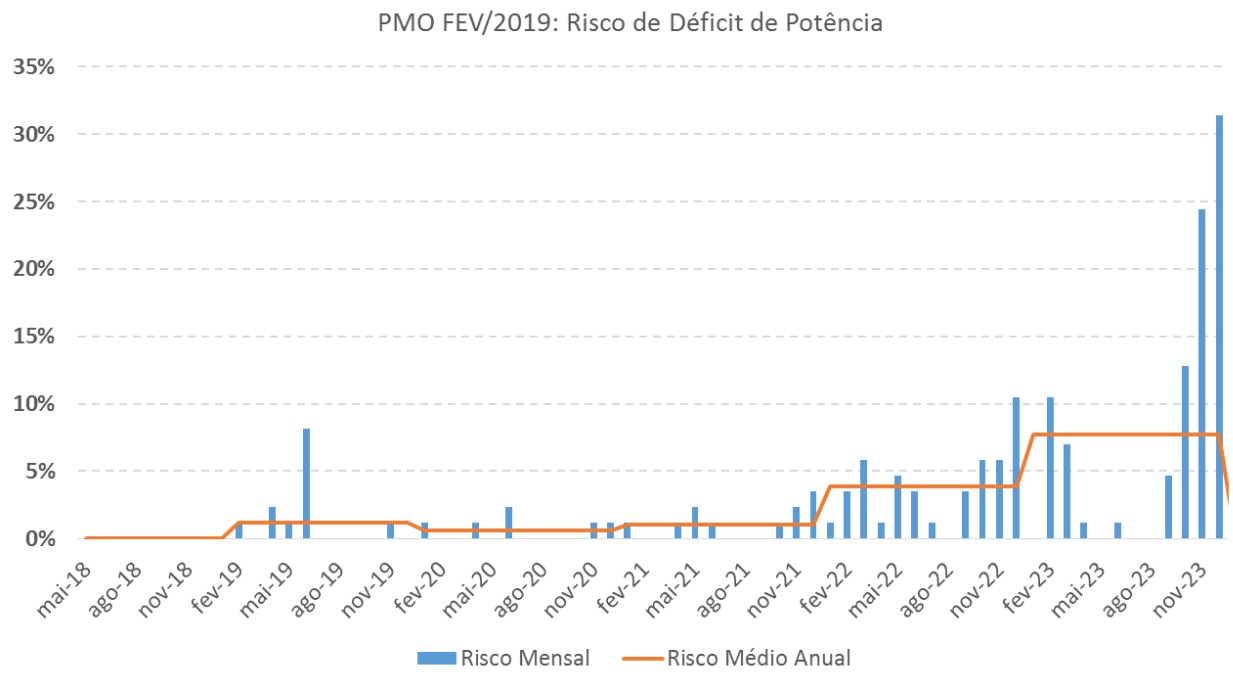

Figura 18 - Risco de déficit de potência para o PMO de 02/2019.

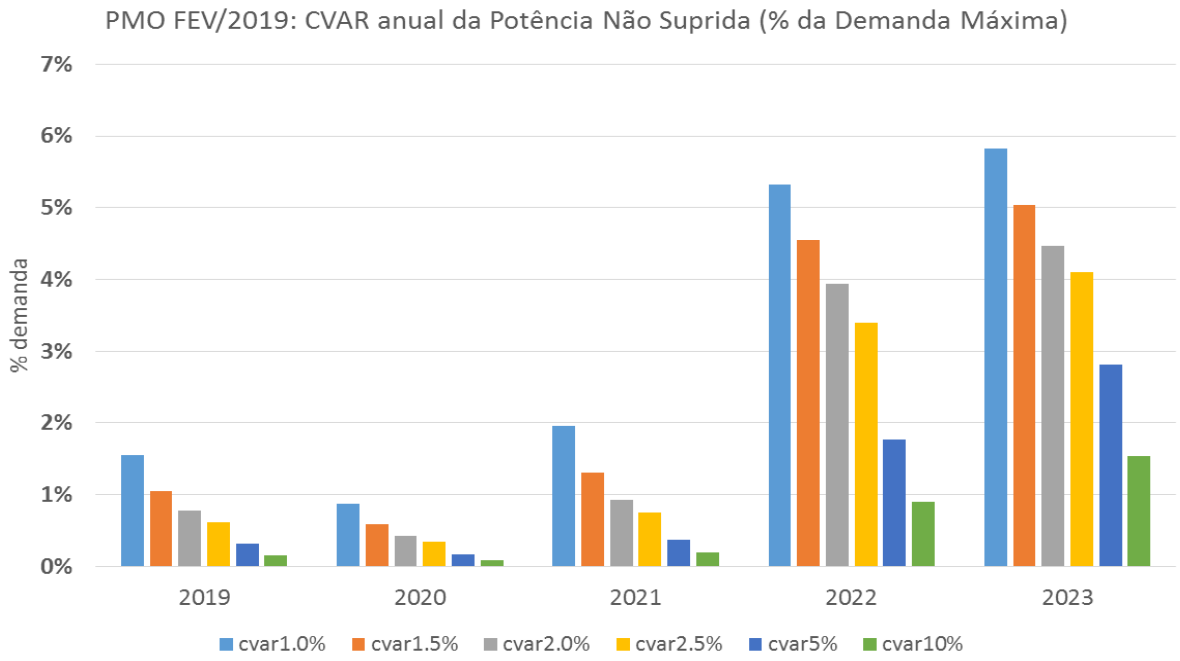

Figura 19 - CVaR anual da potência não suprida para o PMO 02/2019.

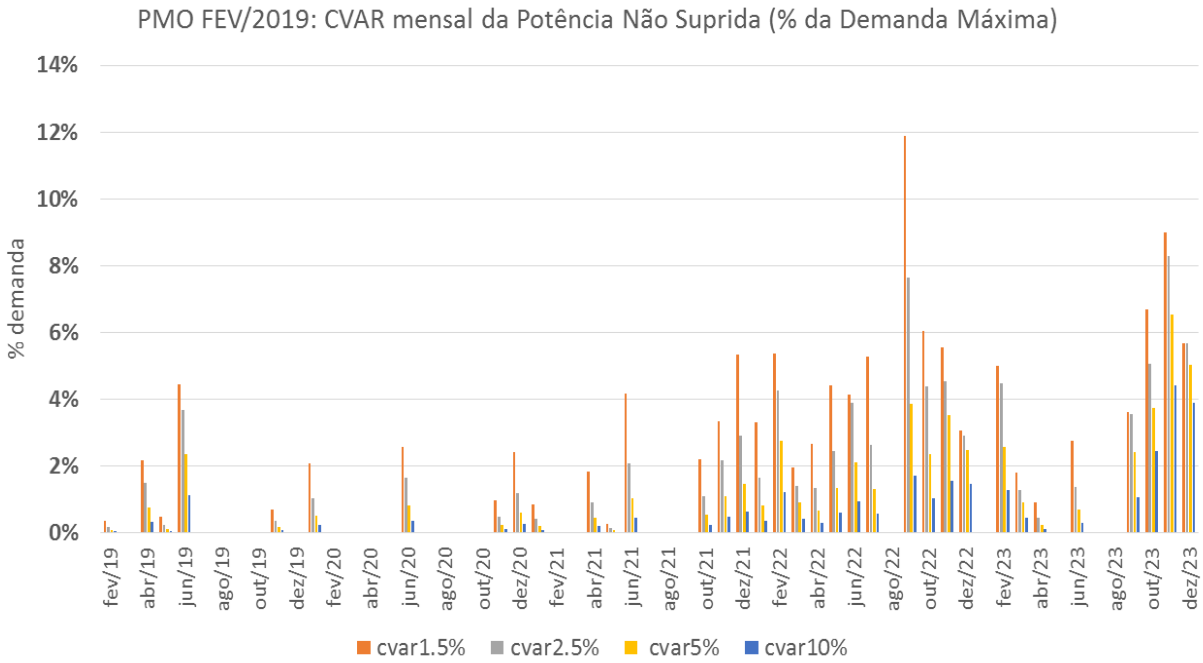

Figura 20 - CVaR mensal da potência não suprida para o PMO 02/2019

5. PROPOSTA DE REVISÃO DOS CRITÉRIOS DE GARANTIA DE SUPRIMENTO

A construção da proposta de revisão de critérios de garantia de suprimento, pode ser dividida em três etapas: (i) definição das métricas de risco que comporão o critério; (ii) definição dos parâmetros associados às métricas; e (iii) operacionalização dos novos critérios nos estudos de planejamento.

5.1. MÉTRICAS DE RISCO

A conceituação teórica das métricas de risco apresentada no capítulo 4, trouxe elementos importantes que permitem interpretá-las dentro do contexto do mercado de energia elétrica brasileiro, traduzindo a percepção de risco da sociedade em critérios de garantia de suprimento que a reflita sob os aspectos econômico e de segurança.

O Capítulo 2 contextualizou o sistema brasileiro, apresentando de forma resumida a visão de futuro com a expectativa de evolução das principais características do sistema, a partir da qual concluiu-se que o SEB está deixando de ser puramente restrito em energia e passando também a ser restrito em capacidade de potência.

Identificam-se, assim, como atributos necessários para mapear todo o sistema: energia e potência. Dessa forma, devem ser definidos critérios associados a esses atributos, que permitam avaliá-los corretamente e direcionar a expansão, garantindo a adequabilidade da oferta.

Os critérios de garantia de suprimento podem ser divididos em duas categorias com as seguintes funções:

- Critério de segurança: Gerir o recurso capturando um sinal físico ao representar a operação de forma detalhada (ex: sequencia hidrológica muito desfavorável), indicando a necessidade de expansão adicional.

- Critério econômico: Atuar como uma espécie de seguro para o sistema. Portanto, pode levar a uma expansão maior (mais cara), porém de forma mais diluída, gerando assim menor impacto financeiro no fluxo de caixa das empresas em cenários críticos.

Do ponto de vista energético, a variável que melhor traduz a preocupação com relação à segurança de suprimento é a energia não suprida (ENS) ou déficit de energia. Dado que a função objetivo do modelo de planejamento da operação é minimizar o custo total, é possível encontrar soluções de mesmo custo, onde esses déficits podem ter se deslocado entre os meses. Isso posto, visando a robustez do critério, é recomendável que a aferição desses déficits se dê em base anual.

De forma análoga, do ponto de vista de atendimento à demanda máxima de potência, o déficit de potência é a variável que sinaliza situações críticas das quais o sistema deveria se proteger. Para tanto, a informação sobre a probabilidade desses déficits - LOLP, bem como sobre suas profundidades (potência não suprida – PNS), são essenciais para que se tenha a sinalização correta do momento e do montante necessário de investimento adicional em recursos que agreguem capacidade ao sistema. A qualidade dessa sinalização será tal qual se deseje em função do grau de detalhamento das variáveis, reconhecendo as limitações dos modelos computacionais e das ferramentas disponíveis, motivo pelo qual sugere-se que se use ao menos uma métrica com discretização mensal.

Já a preocupação quanto à economicidade da operação do sistema pode ser refletida na variável CMO, referência para o cálculo do preço de liquidação de diferenças (PLD). Destaca-se que o CMO é caracterizado por um comportamento mais "suave" ao longo dos meses, com a sazonalidade bem marcada, o que permite identificar se o requisito do sistema se diferencia entre os meses e, consequentemente, sinalizar o serviço adequado para atender tal requisito, induzindo a expansão nos momentos certos.

Vale pontuar que outras variáveis poderiam ser utilizadas para avaliação econômica do suprimento, como por exemplo o custo total de operação, no entanto, entende-se que o CMO é mais tangível, ou seja, o setor tem maior sensibilidade quanto à criticidade das condições de suprimento ao conhecer esse valor, o que permite prever possíveis impactos.

Conhecidas as variáveis que se deseja medir para avaliação dos atributos energia e capacidade, resta então definir as medidas de risco mais adequadas para aplicação. Conforme mostrado no capítulo 4, a medida de risco CVaR é coerente, para um nível de confiança (α: alfa) fixo, já que atende às quatro propriedades de coerência elencadas. Portanto, pode ser considerada para aferição do déficit de energia, déficit de potência e CMO. Com o uso desta

medida, é possível avaliar o valor esperado dos cenários mais críticos, para os quais o planejador deseja se proteger.

A Tabela 3 apresenta um resumo das métricas propostas:

Tabela 3 - Critérios de Garantia de Suprimento

	Critérios de Garantia de Suprimento	
	Segurança	**Econômico**
Energia	CVaR [ENS]	CVaR [CMO]
Potência	LOLP / CVaR [PNS]	

5.2. PARÂMETROS ASSOCIADOS ÀS MÉTRICAS

Uma vez definidas as métricas a serem consideradas no critério de suprimento é necessário estabelecer os parâmetros associados a elas. É importante destacar a necessidade de coerência entre as diferentes métricas e seus parâmetros, evitando assim que uma má calibração torne alguma delas dominante (o que tiraria a necessidade de existência das demais).

Nesse sentido, a primeira métrica a ter seu parâmetro definido deve ser aquela relacionada a segurança energética, que de acordo com a proposta aqui apresentada é o CVaR da energia não suprida. Essa métrica reflete a percepção de risco da sociedade e estabelece o nível de confiança, e seu impacto, aceitável. Uma forma de escolha desse parâmetro pode ser a utilização de experiências nacionais. Com base nessas experiências, podemos identificar um nível de Energia Não Suprida que cause impactos contornáveis desde que com probabilidade de ocorrência limitada. Podemos assim estabelecer o nível de confiança e CVaR do déficit de energia que não ultrapasse esse valor esperado de energia não suprida. De modo a não concentrar todo esse efeito em uma baixa probabilidade, podemos distribuir esse impacto em mais cenários, como ilustrado na Figura 21, que traz a mesma energia não suprida para um corte de *X, Y ou Z* em percentual da demanda com probabilidade de ocorrência de p_x, distribuídos para p_y, ou p_z, de risco de déficit.

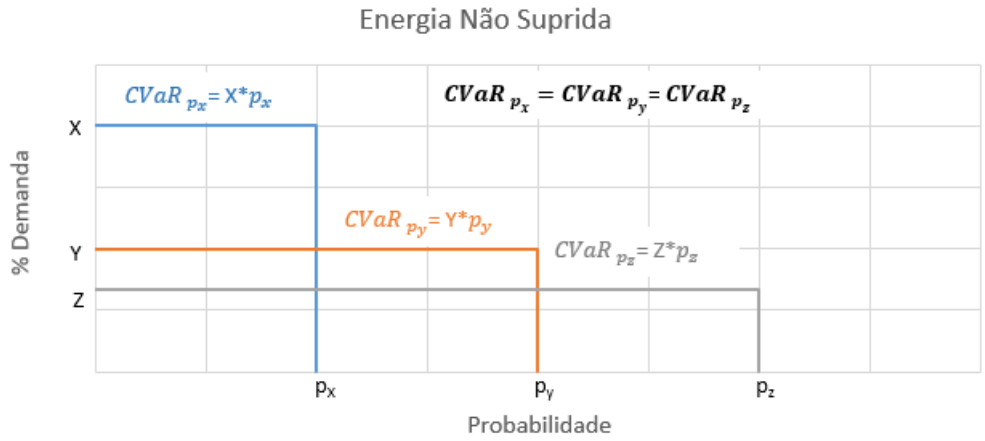

Figura 21 - Relação entre probabilidade (p_x, p_y e p_z) e profundidade (X, Y e Z) do déficit de forma manter a energia não suprida constante ($CVaR_{px} = CVaR_{py} = CVaR_{pz}$).

As métricas de segurança associadas ao suprimento de potência devem estar contidas na energia não suprida estabelecida pelo critério de segurança energética. Atualmente, como a simulação energética é feita em escala mensal e a avaliação de capacidade de potência é feita de forma exógena, considerando uma duração de aproximadamente 1,5% do mês, apenas em situações muito extremas de não suprimento de potência esses critérios não estariam alinhados. Entretanto, garantir esse acoplamento é um importante ponto de atenção quando os estudos de planejamento forem realizados em escalas inferiores que horárias, e a atualização dos parâmetros se faça necessária.

Outro ponto que merece ser destacado a respeito das análises de potência é com relação a interpretação dos resultados de acordo com o ferramental utilizado. Atualmente, os PDE utilizam séries hidrológicas históricas[13] para as análises de suprimento de potência. Isso faz com que análises para níveis de risco muito baixos considerem poucos cenários simulados, o que pode levar a uma instabilidade indesejada e não condizente com o fenômeno em questão. Uma vez que os processos possam ser realizados utilizando o mesmo número de séries sintéticas das análises energéticas, tal efeito deve reduzir.

Com relação ao parâmetro a se utilizar, a reserva operativa pode ser um bom balizador para se estabelecer níveis aceitáveis de risco, considerando a sua violação e o corte efetivo de carga. Análises iniciais sobre esse parâmetro estão em andamento e em breve serão disponibilizadas para discussão pública.

Por fim, o critério de segurança econômica, representado na proposta aqui apresentada pelo CVaR do CMO mensal, deve considerar os riscos de déficit e operação de tecnologias para

[13] No PDE 2027 foram utilizadas 86 séries históricas de vazão para os estudos de atendimento à demanda máxima.

atender os requisitos de potência (que podem apresentar custos variáveis mais elevados), assim como outros valores de custos marginal de operação aceitáveis, desde que por curta duração. A Figura 22 abaixo ilustra a forma como esse parâmetro pode ser definido.

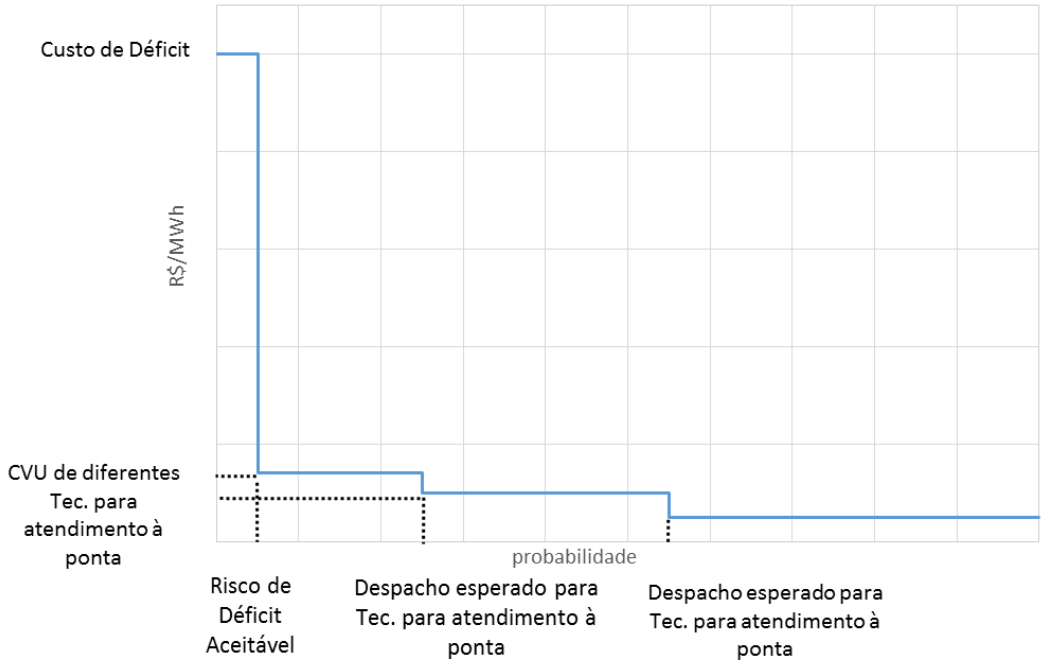

Figura 22 - Custo Marginal de Operação considerando a operação de tecnologias que atendam aos requisitos de potência.

O nível de confiança definido no CVaR da energia não suprida permite que o sistema apresente uma determinada quantidade de cenários simulados onde o CMO será igual ao custo do déficit de energia. Assim, o CVaR do CMO deve ser definido de modo a incorporar esta mesma probabilidade de ocorrência de cenários com custo equivalente ao custo de déficit. Indiretamente, essa probabilidade também pode ser usada como um limitante para o risco de déficit de baixa magnitude, o que não é estabelecido apenas com o CVaR de energia não suprida.

Em seguida devemos considerar as tecnologias de alto custo variável, que deverão fazer parte do sistema para garantir a segurança operativa. O CVaR de CMO deverá considerar que elas irão operar com um fator de despacho compatível com aqueles estabelecidos nos estudos que sinalizaram a sua viabilidade para o sistema. Caso essas plantas operem com maior frequência do que aquela para a qual foram indicadas, o CVaR do CMO dará o sinal para o planejamento de que tecnologias mais eficientes são benéficas, e os órgãos responsáveis poderão tomar medidas em resposta a esse sinal de preço.

Seguindo essa lógica para os principais pontos relevantes, podemos definir o CVaR de CMO de modo compatível com todos os parâmetros propostos. É importante frisar que a compatibilidade entre os parâmetros para as diferentes métricas garante que nenhuma delas se torne dominante em relação as outras, mantendo o papel que cada uma tem no mapeamento do sistema e a clara distinção de qual critério está se mostrando restritivo. Essa sinalização é importante para que o planejamento da expansão possa indicar de forma assertiva qual atributo se encontra escasso no sistema e, portanto, qual produto deve ser contratado.

5.3. OPERACIONALIZAÇÃO

Para que os novos critérios de suprimento exerçam seu papel de induzir a expansão da oferta quando essa não é feita apenas pela lógica econômica, é necessário que eles façam parte dos processos de planejamento da expansão. Idealmente, deve-se buscar a internalização desses critérios nos modelos computacionais utilizados, tanto no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) quanto no cálculo de garantia física. Entretanto, essa ação pode não ser simples ou rápida, seja por questões relacionadas a formulação do problema ou por outros avanços necessários para permitir a implementação de técnicas já conhecidas. Dessa forma, é necessário o desenvolvimento de metodologias exógenas, que mantenham o acoplamento entre os modelos que constituem cada processo e permitam o ajuste aos novos critérios de suprimento.

5.3.1. PLANO DECENAL

A oferta indicativa do PDE é estabelecida através do Modelo de Decisão de Investimentos (MDI), que minimiza o custo total de operação e investimento. Esse modelo, desenvolvido pela EPE e cuja metodologia pode ser encontrada na NT EPE-DEE-RE-52/2018 – r1, representa detalhadamente o problema de expansão e estima os custos de operação de modo simplificado. Dessa forma, é necessário que a expansão indicada seja simulada no Modelo Newave, que apresenta um maior nível de detalhes para o problema de operação em base mensal. Como o sistema brasileiro tem passado a ser restrito também em capacidade (e não

mais só em energia) um detalhamento da operação se faz necessário para verificar as condições de atendimento instantâneo. O fluxograma apresentado na Figura 23 representa esse processo, considerando o critério de suprimento vigente.

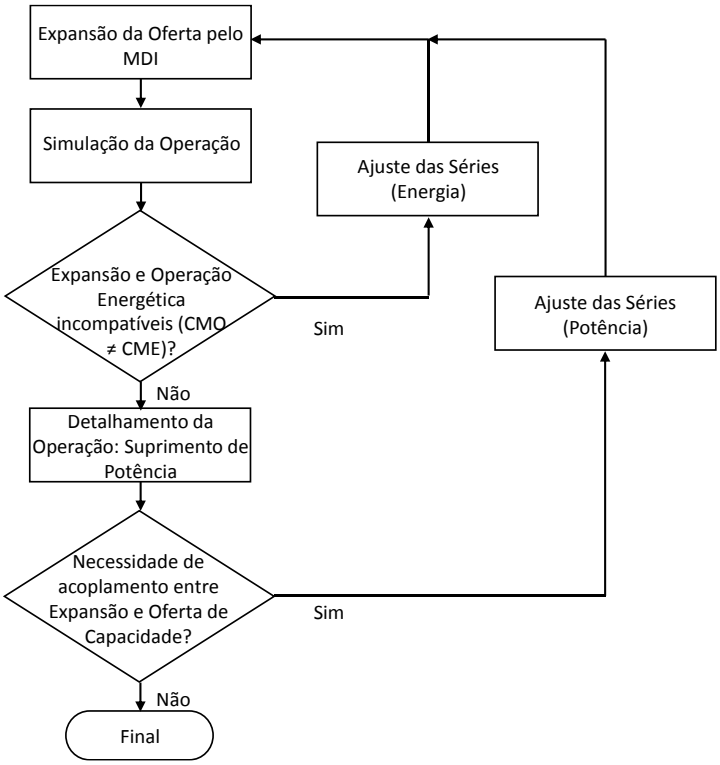

Figura 23 - Etapas de solução do problema da expansão.

Cabe destacar que para garantir o acoplamento entre as etapas acima descritas, o processo de ajuste do PDE deve ser feito de modo iterativo. Sempre que uma etapa de maior detalhamento apresente resultados incompatíveis com alguma etapa anterior, é necessário o reinício do procedimento, fornecendo novas informações ao MDI que solucionem a incompatibilidade encontrada, adequando assim a expansão. Como a principal simplificação do modelo de investimento está na operação dos reservatórios das usinas hidrelétricas[14], a escolha das séries hidrológicas é a variável de controle para adequar a estimativa de operação desse modelo a operação energética e de potência.

Uma vez garantido o acoplamento entre as etapas é possível adaptar o processo de ajuste do PDE aos critérios propostos. O procedimento utilizado deve considerar a principal função do

[14] Atualmente o MDI considera 10 séries de energia e potência, provenientes de uma simulação prévia da operação individualizada do Modelo Suishi.

critério de suprimento para os processos de expansão: adequar a oferta de energia elétrica sempre que a otimização econômica não seja suficiente para atender aos critérios de segurança. Uma variável de controle que pode induzir a expansão adicional desejada é a penalidade para o não suprimento da energia e/ou potência.

Atualmente o PDE trabalha com custo de déficit de energia explícito, utilizando o mesmo valor dos estudos de operação e formação de preço, elaborados pelo ONS e CCEE, respectivamente. Dessa forma, para manter a compatibilidade com outros processos, é importante que essa variável não seja modificada na simulação do modelo de operação, evitando poluir o custo total e custo marginal de operação visto pelo Modelo Newave. Porém, se alterarmos essa variável no MDI levaremos o sistema a uma indicação de oferta maior, que reduzirá o risco, energia não suprida e CMO. Dessa forma, sempre que algum critério de suprimento de energia não seja atendido, basta realizar nova simulação para definição da expansão alterando a penalidade para não suprimento de energia do MDI. Para iniciar o processo, deve-se considerar o custo de déficit de energia vigente, verificando se o valor oficial já é suficiente para induzir a expansão necessária. Um benefício adicional desse procedimento é a sinalização explícita de que o custo de déficit oficial não representa o valor econômico do corte de carga ou de que o nível de confiança estabelecido no critério de suprimento não está condizente com a disposição da sociedade a pagar para evitá-lo. Fica clara, dessa forma, a necessidade de atualização de um dos dois parâmetros (custo de déficit ou critério de suprimento).

O mesmo raciocínio e procedimento podem ser utilizados para o critério de potência. Entretanto, nesse caso, o sistema brasileiro ainda não possui um custo de déficit de potência (ou custo de interrupção) formalmente definido. Dessa forma, o ajuste pode ser feito iniciando o processo com o mesmo custo de déficit de energia, que provavelmente não será suficiente para atender aos requisitos de potência (tendo em vista a curta duração desses eventos), e o processo deve ser ajustado até que a igualdade do critério seja obtida. A Figura 24 apresenta o fluxograma desse processo.

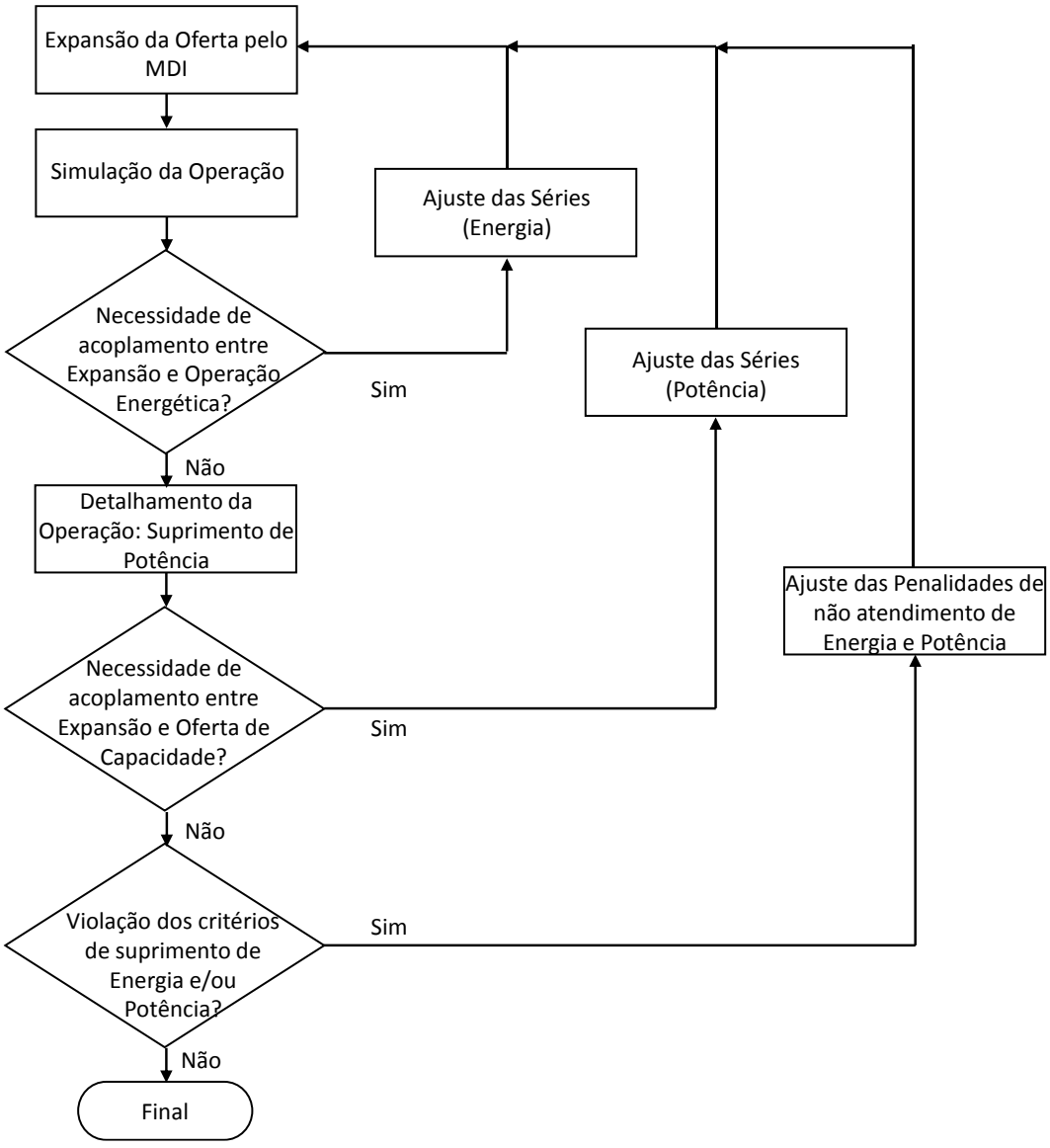

Figura 24 – Fluxograma do procedimento para adequação do PDE aos novos critérios de suprimento.

5.3.2. GARANTIA FÍSICA DE ENERGIA

O atual processo de cálculo de garantia física de empreendimentos despachados centralizadamente, contempla o cálculo da carga crítica de energia do SIN, o que é realizado via simulações computacionais de planejamento da operação, adotando para convergência do valor da carga, o critério de igualdade entre os CMO e CME, desde que seja respeitado o critério de limite de risco de déficit em 5%. Desta forma, no presente trabalho, que objetiva revisar os critérios de suprimento, é importante avaliar os efeitos dessa incorporação no

processo e metodologia vigentes para cálculo de garantia física, de forma a compatibilizar sua aplicação e coerência com os estudos do PDE.

Neste sentido, o Apêndice II apresenta os desenvolvimentos teóricos necessários para definir uma forma coerente de se considerar, na metodologia de cálculo, os critérios ora propostos, considerando o arcabouço regulatório brasileiro vigente. Ao longo do texto, são demonstrados os princípios que fundamentam a atual metodologia e, a partir daí, são incorporados os novos critérios e, ao final, obtém-se uma nova formula de cálculo que, basicamente, é refletida na expressão a seguir:

$$GF_i = \frac{\sum_{s\in\Omega} g_{i,s}{}^{*}\pi_s{}^{*} + \lambda^{*}\sum_{s\in\Omega^{\alpha}} \frac{g_{i,s}{}^{*}}{n_{\alpha}}}{\sum_{s\in\Omega} \pi_s{}^{*} + \lambda^{*}(1-\beta)} \quad \forall\ i \in T$$

Onde:

$g_{i,s}$: energia produzida na usina i, no cenário s

π_s: variável dual associada à restrição de atendimento a demanda, no cenário s;

λ: variável dual associada à restrição de atendimento ao critério do CVaR[déficit]

Ω^{α}: conjunto de cenários utilizados para o cômputo da restrição CVaR[déficit]

β: valor limite para a restrição do CVaR[déficit] proporcionalmente à demanda

Essa nova expressão passa a considerar a contribuição do projeto para atender o critério de garantia de suprimento e o valor que os consumidores atribuem a essa capacidade. Conforme pode-se desenvolver, a partir dessa expressão geral, ao se verificar o caso específico em que a restrição CVaR do déficit não é o critério ativo e, portanto, o valor de λ é nulo, obtém-se a mesma expressão vigente (sem o novo critério).

6. CONCLUSÕES

Iniciativas como a implantação do preço horário e a revisão dos critérios de garantia de suprimento têm como função central permitir "enxergar" o sistema eletro-energético de forma mais aderente à realidade operativa e são passos fundamentais para avançar em outras discussões em pauta no Governo, no âmbito do Grupo de Trabalho de Modernização do Setor Elétrico, instituído na Portaria MME n° 187, de 2019[15]. Dentre os eixos temáticos discutidos no GT a revisão do critério de suprimento tem forte correlação, mas não só, com a separação entre lastro e energia, uma das principais discussões relacionadas ao novo desenho de mercado. Os critérios de suprimento devem estabelecer parâmetros que sinalizem para a necessidade de contratação adicional dos atributos que o sistema requer. Analisando o mesmo ponto sobre outra ótica, o mapeamento do sistema realizado para propor a revisão dos critérios é o ponto de partida para o desenho dos produtos necessários e que serão comercializados no novo mercado.

A necessidade de revisar os critérios de garantia de suprimento, apontada neste documento, tem como objetivo tornar os instrumentos de avaliação das condições de atendimento ao sistema elétrico mais transparentes e assertivos, aumentando a aderência entre o planejamento da operação, planejamento da expansão e cálculo de garantia física. Dessa forma, o planejador entregaria ao operador um sistema mais seguro sob diversos aspectos (CMO, déficit de energia e déficit de potência), dado determinados níveis de riscos julgados aceitáveis, e ao menor custo.

A escolha das métricas de riscos a comporem o critério de suprimento para avaliação da adequabilidade da oferta deve ser tomada a partir de uma série de avaliações conceituais, considerando o atendimento a atributos como coerência, facilidade de interpretação e robustez.

Diante do exposto, propõe-se como critério econômico a métrica CVaR (CMO) e como critérios de segurança conjugar as métricas CVaR (Energia Não Suprida), CVaR (Potência Não Suprida)

[15] Projeto de Lei de Modernização e Expansão do Mercado Livre de Energia Elétrica, que tem como objetivo o aprimoramento do Marco legal do setor elétrico brasileiro e reflete o encerramento da Consulta Pública Nº 33.

e LOLP. Para tanto, foi apresentada uma lógica para definição dos parâmetros associados a cada uma dessas métricas – seus limites e nível de confiança no caso da medida CVaR, primando pela coerência entre eles, o que evita a relação de dominância entre as métricas.

Entende-se que, em um primeiro momento, o requisito de flexibilidade, por sua vez, pode ainda ser atendido como um "sub-produto" da correta sinalização da necessidade quanto aos requisitos de energia e capacidade de potência. No entanto, reconhece-se que, à medida que hajam avanços na representação dos modelos de otimização energética e na qualidade de dados que permitam aferir de forma precisa a escassez de flexibilidade para expansão do sistema, naturalmente os critérios devem evoluir para que sejam incorporadas novas métricas associadas a este atributo.

É importante pontuar que o sinal econômico, capturado no planejamento da expansão com o uso do modelo de decisão de investimento, sinaliza a expansão de menor custo, dadas as premissas adotadas. Entende-se que as restrições de segurança devem existir para "forçar " a expansão em situações que não são capturadas pelo preço (otimização econômica). Apenas nessas situações os critérios de garantia de suprimento serão ativos.

Nesse sentido, vale reforçar que o critério de suprimento deve atuar de forma direta na orientação da expansão do sistema. Assim, os efeitos provocados pela adoção dos critérios de suprimento devem ser percebidos na operação e formação de preço somente quando o sistema planejado se tornar realidade, o que possivelmente irá contribuir para minimizar a necessidade de aplicação de medidas operativas adicionais pelo Operador. Até que isso ocorra, entende-se que o ONS continuará fazendo uso do critério como uma forma de aferir se a decisão de despacho e as condições de suprimento do sistema estão adequadas, ou seja, coerentes com a visão de segurança operativa.

Os estudos para definição dos critérios de garantia de suprimento foram divididos em duas etapas: avaliação das métricas de risco e definição dos parâmetros associados às métricas. As métricas, sendo coerentes, devem ser robustas à diferentes configurações, metodologias de otimização e parâmetros exógenos ao problema, além de independentes do desenho de mercado. No entanto, os parâmetros das métricas (limites das restrições) podem variar com essas condições e características dos sistemas. Isso posto, propomos o seguinte encaminhamento:

- Revisão das Resoluções CNPE: Definição das métricas associadas ao critério de garantia de suprimento.

- Publicação de Portaria MME (ou outro instrumento flexível a definir): Definição dos parâmetros associados às métricas, que devem ser revistos anualmente ou na ocorrência de fatos relevantes, p. ex. mudança de versão dos modelos de otimização. Avaliar se também devem ser definidos os modelos computacionais a serem utilizados.

Por fim, diante das mudanças significativas no setor que estão previstas para os próximos anos, como a alteração na forma de contratação com a eventual separação de lastro e energia, que têm elevado potencial de alterar estruturalmente o ambiente no qual a garantia física se enquadra. Este novo contexto de desenho do mercado brasileiro, ensejaria a necessidade de avaliação e desenvolvimento de metodologias para cálculo dos requisitos do sistema para expansão e cálculo de lastro da oferta, seja de um gerador ou de um portfólio de projetos.

É importante destacar que o objetivo deste documento é apresentar subsídios para iniciar uma discussão com a sociedade sobre o tema, que é de grande relevância para o setor elétrico.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Artzner, P., Delbaen, F., Eber, J.-M., Heath, D. (1999) Coherent measures of risk. Mathematical Finance 9, 203-228.

César, T. C. Expansão da Geração via Leilões Considerando o Custo Marginal de Operação Obtido Levando em Conta Aversão a Risco. Dissertação de Mestrado. PUC-Rio, Rio de Janeiro, 2015.

Rockafellar, R. T. and Uryasev, S. (2000). Optimization of conditional value at risk. The Journal of Risk 2, 21–41.

Plano Decenal de Expansão 2027, EPE. Disponível em http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2027. Acesso em 10 jul. 2019.

Nº EPE-DEE-RE-52/2018 – r1 "Modelo de Decisão de Investimentos para Expansão do SIN – Versão PDE 2027".

Nº EPE-DEE-NT-067/2018-r0 "Flexibilidade e Capacidade:Conceitos para a incorporação de atributos ao planejamento".

Nº. EPE-DEE-NT-035/2017-r1 de 27 "Nota Técnica Análise do Atendimento à Demanda Máxima de Potência ".

APÊNDICE I – AVALIAÇÃO QUANTITATIVA DAS MÉTRICAS DE RISCO

Neste item serão apresentadas análises de CVaR do CMO e do CVaR do déficit de energia dos estudos do Plano Decenal de Expansão e de cálculo de Garantia Física. É importante destacar que a Garantia Física parte de armazenamentos em 100% da capacidade máxima e não tem tendência hidrológica no período pré, ou seja, algumas séries podem apresentar energia natural afluente e/ou armazenamento baixos. O PMO 01/2015 apresentava condições hidrometeorológicas desfavoráveis, assim, todas as séries são fortemente condicionadas a essa condição inicial e os resultados do CVaR do CMO e do CVaR do déficit refletiram esse aspecto.

Já o PDE 2027 adotou a tendência hidrológica e armazenamento inicial do PMO de 05/2018.

PDE 2027

A seguir são apresentados os gráficos para o PDE 2027 para o ano de 2027.

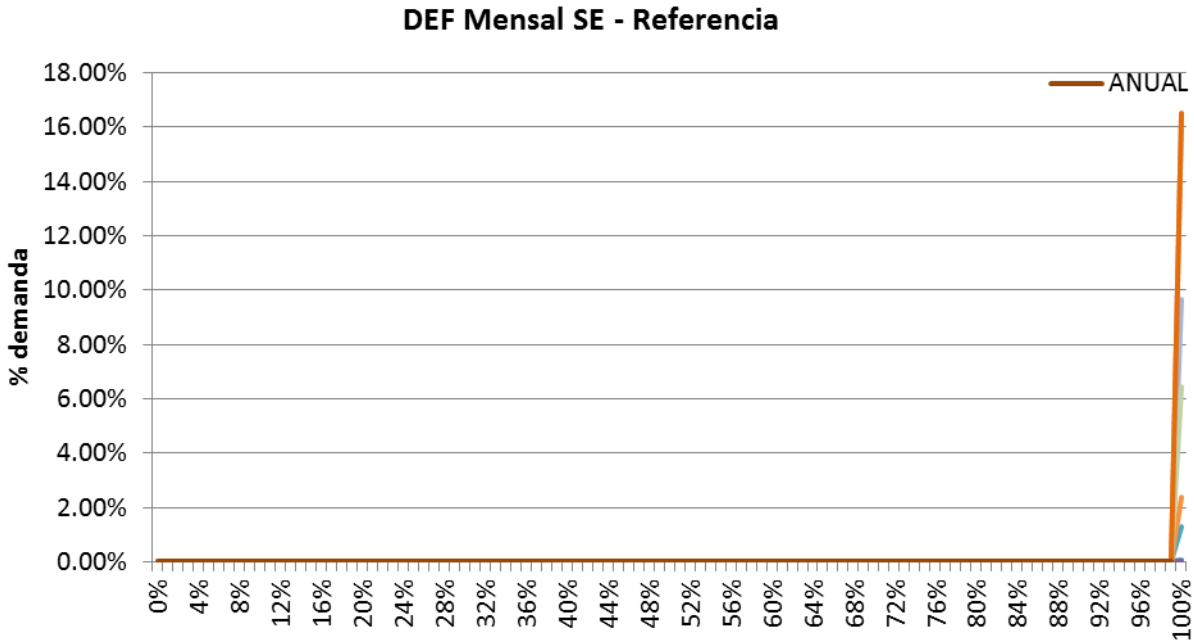

Figura 25 - Permanência mensal e anual do déficit para o subsistema Sudeste no ano de 2027.

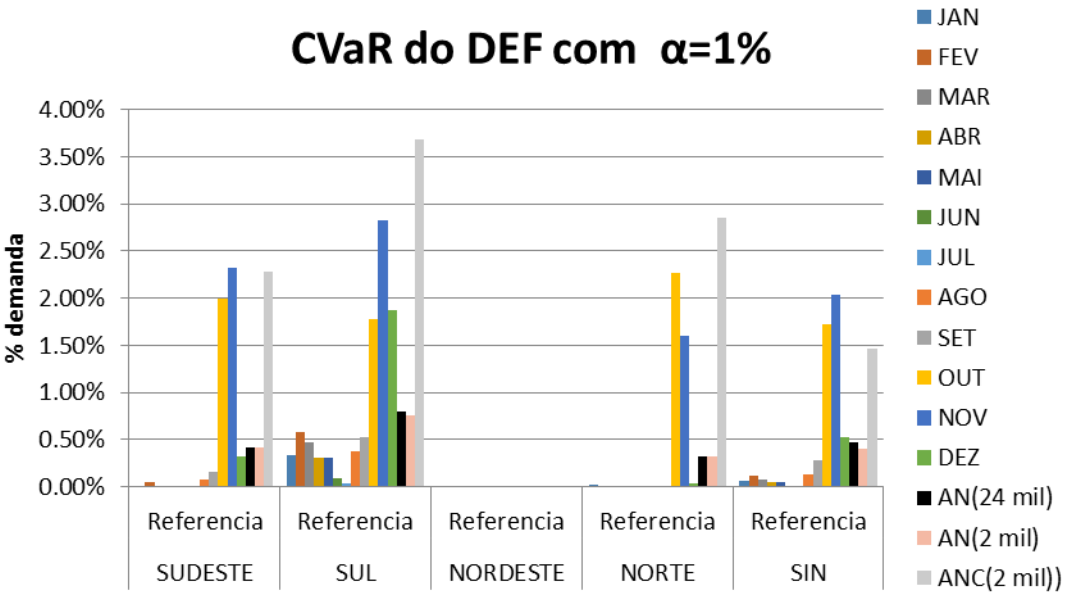

Figura 26 - CVaR$_{1\%}$ do déficit do ano 2027 para o PDE2027.

Como se observa no gráfico de permanência há déficit em apenas 1% das séries, logo, ao aumentar o nível de confiança de 1% para 2% são incluídos apenas zeros, portanto, o $CVaR_{2\%}=0.5*CVaR_{1\%}$ para as métricas mensais.

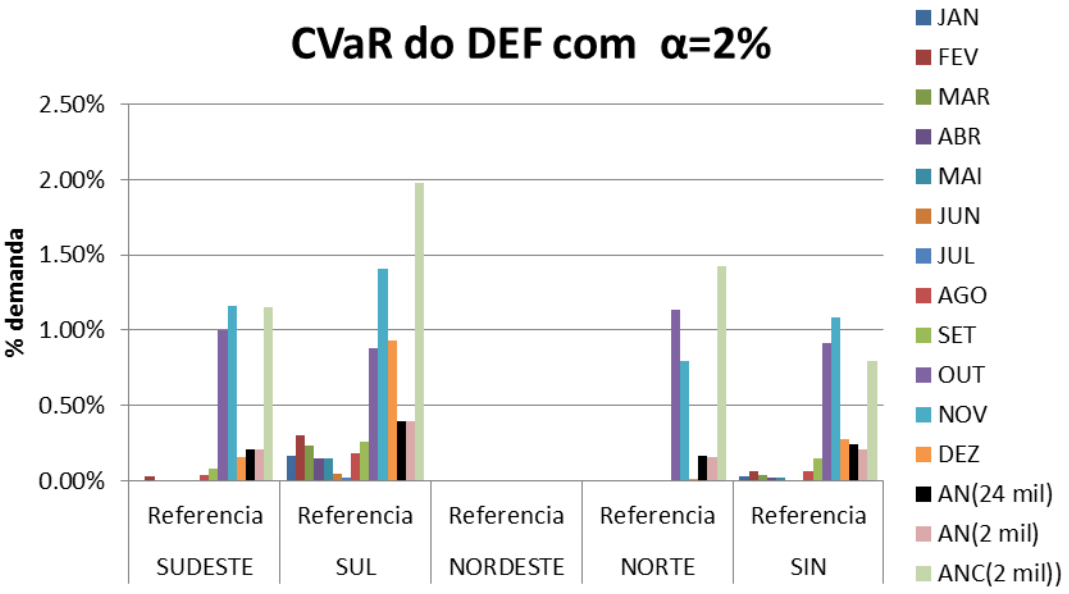

Figura 27 - CVaR2% do déficit do ano 2027 para o PDE2027.

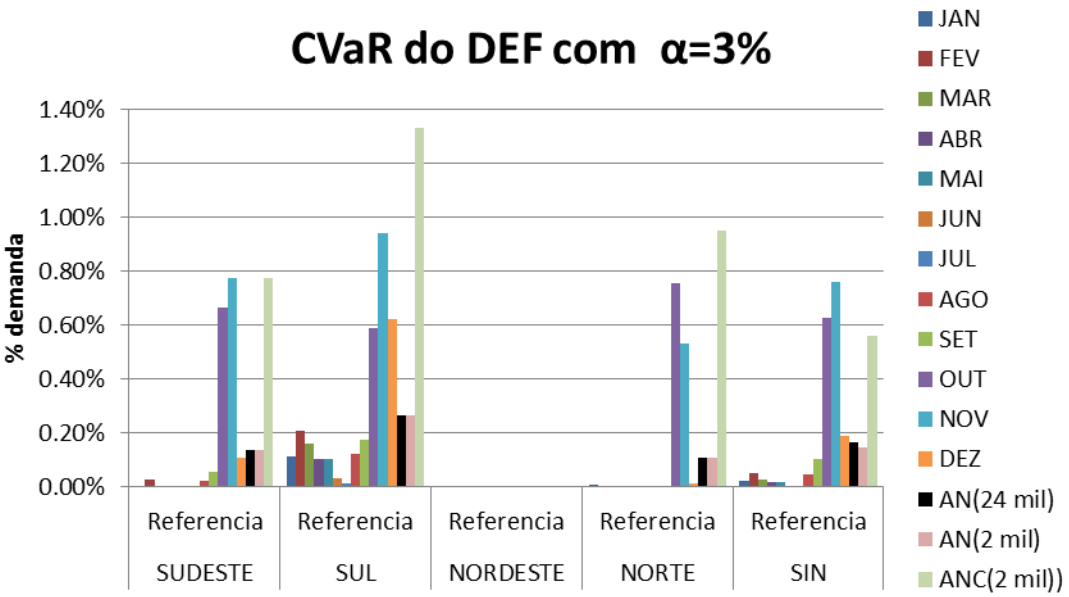

Figura 28 - CVaR$_{3\%}$ do déficit do ano 2027 para o PDE2027.

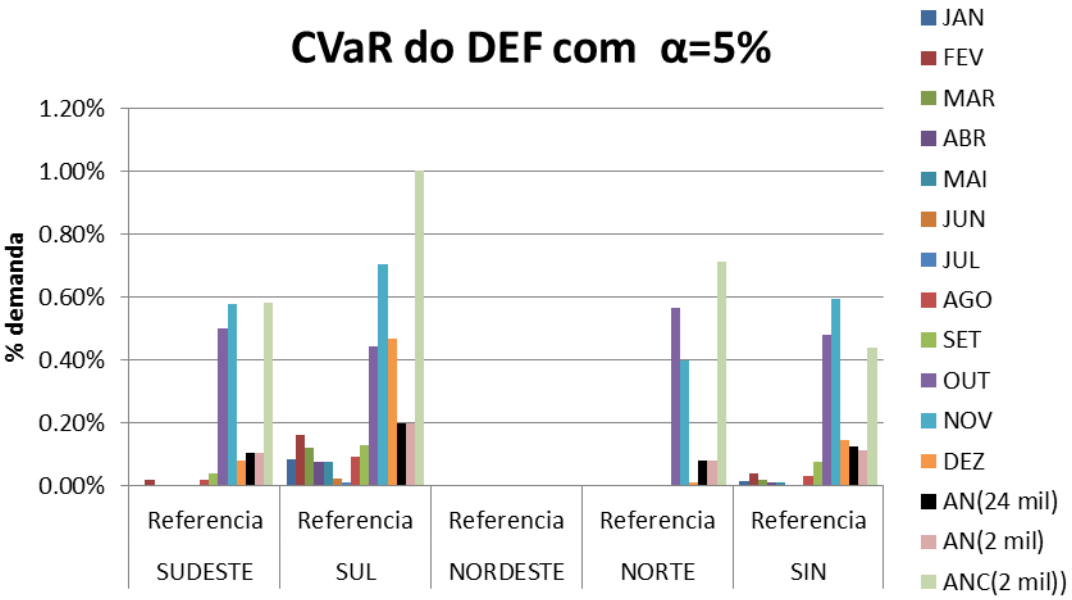

Figura 29 - CVaR$_{5\%}$ do déficit do ano 2027 para o PDE2027.

A média do déficit, CVaR$_{100\%}$, está representada no gráfico abaixo. Nota-se que em média os valores não são expressivos.

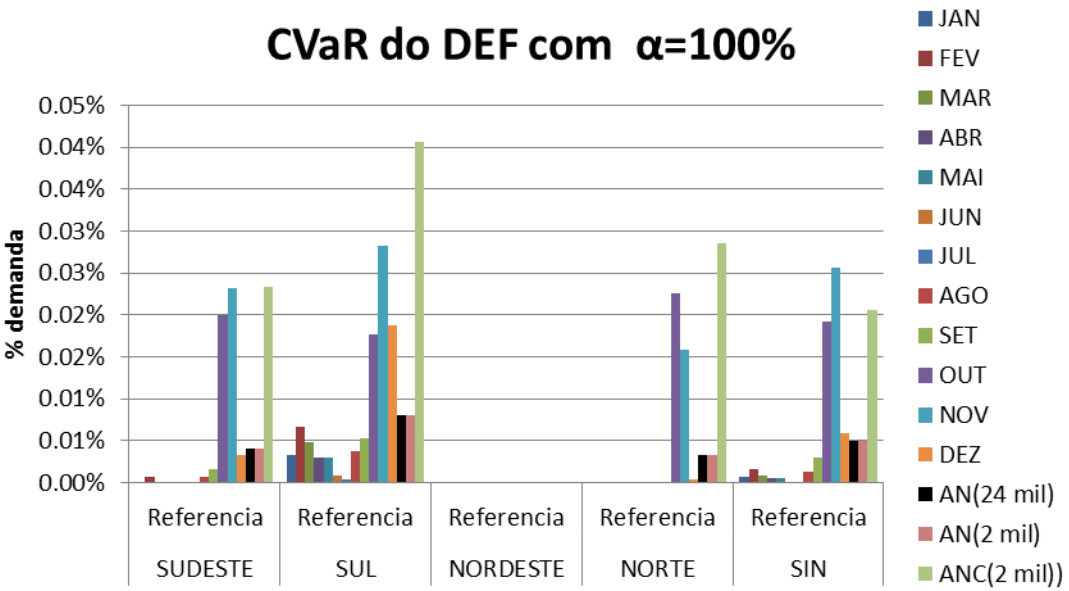

Figura 30 - CVaR$_{100\%}$ do déficit do ano 2027 para o PDE2027.

A seguir são apresentados os gráficos de permanência do CMO mensal do Sudeste e o anual para o ano de 2027 e os resultados de CVaR do CMO.

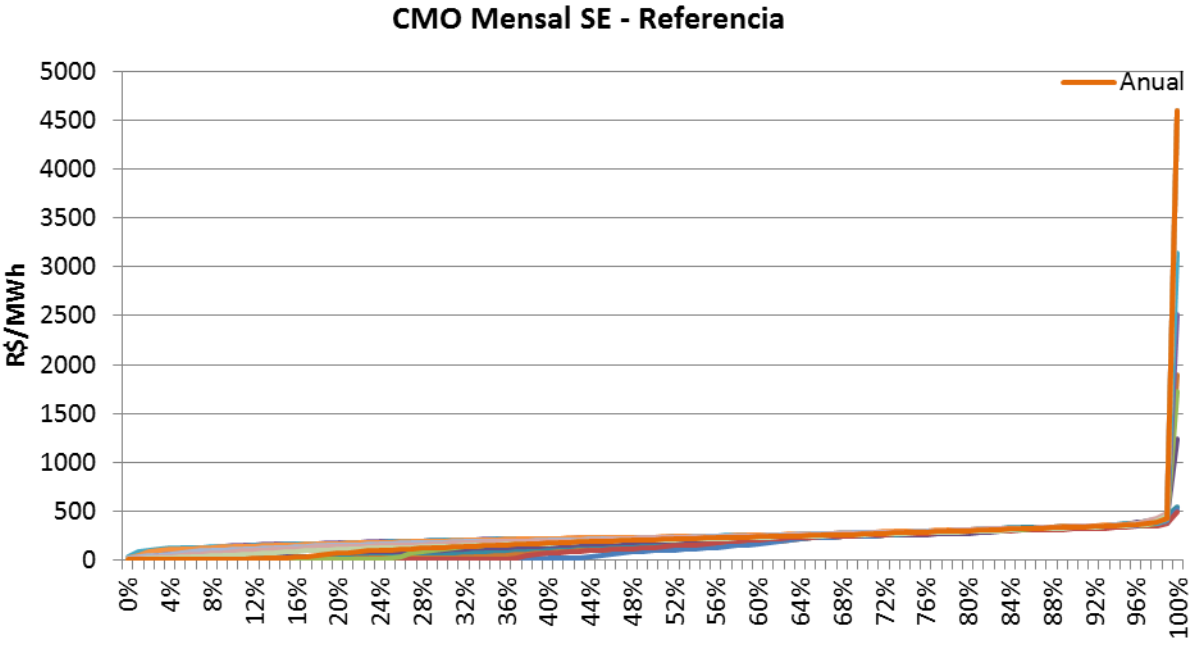

Figura 31 - Permanência do CMO para o ano de 2027 do PDE2027.

Nota-se que a discretização mensal é importante para identificar os períodos em que pode ser necessário tomar alguma decisão, como por exemplo, adicionar uma oferta que possa reduzir o CMO nesses períodos.

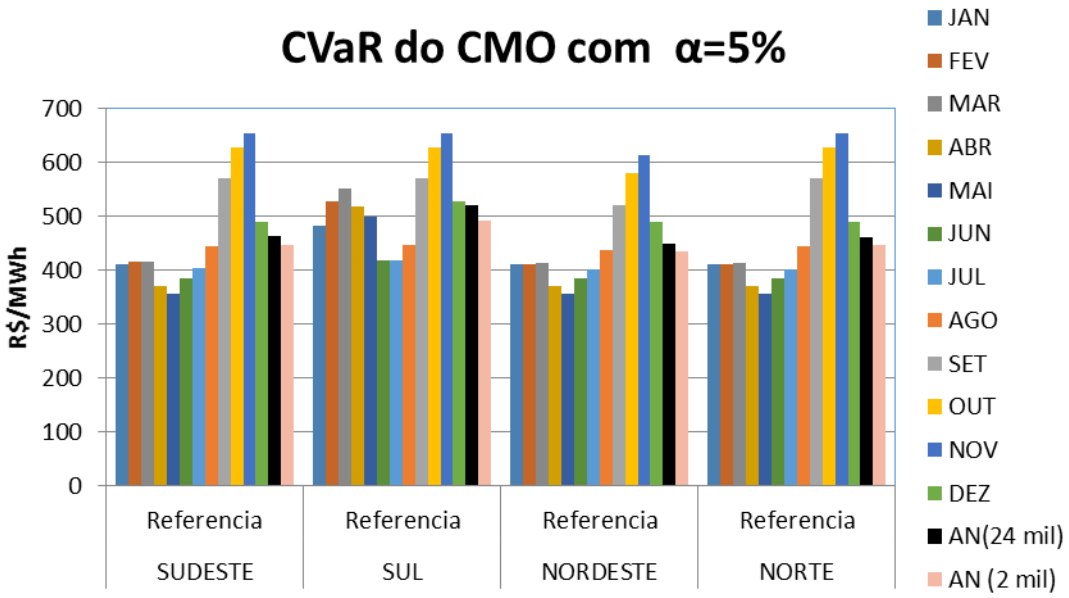

Figura 32 - CVaR$_{5\%}$ do CMO do ano 2027 para o PDE2027.

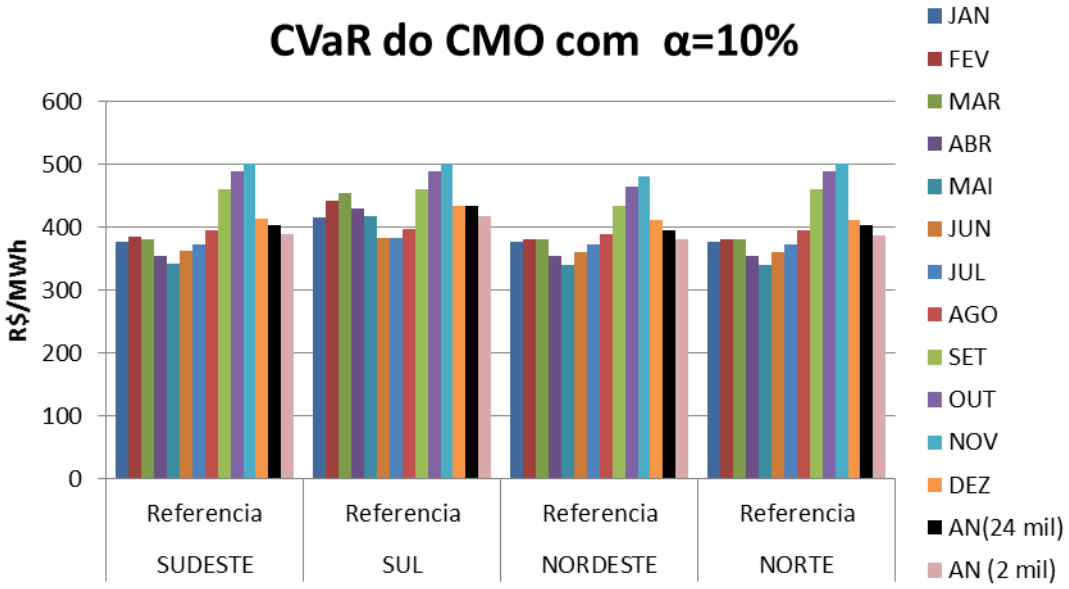

Figura 33 - CVaR$_{10\%}$ do CMO do ano 2027 para o PDE2027.

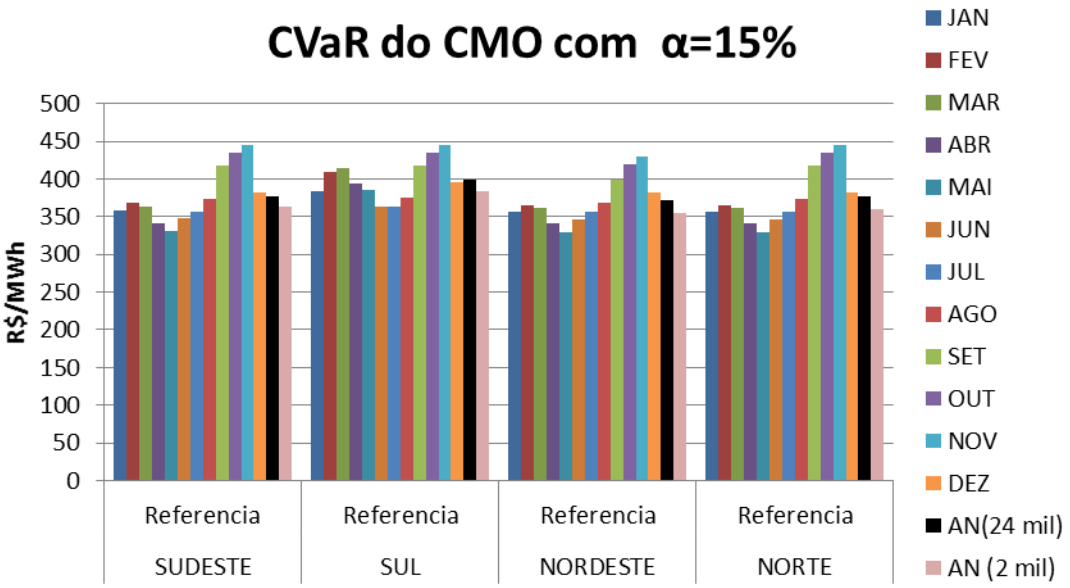

Figura 34 - CVaR$_{15\%}$ do CMO do ano 2027 para o PDE2027.

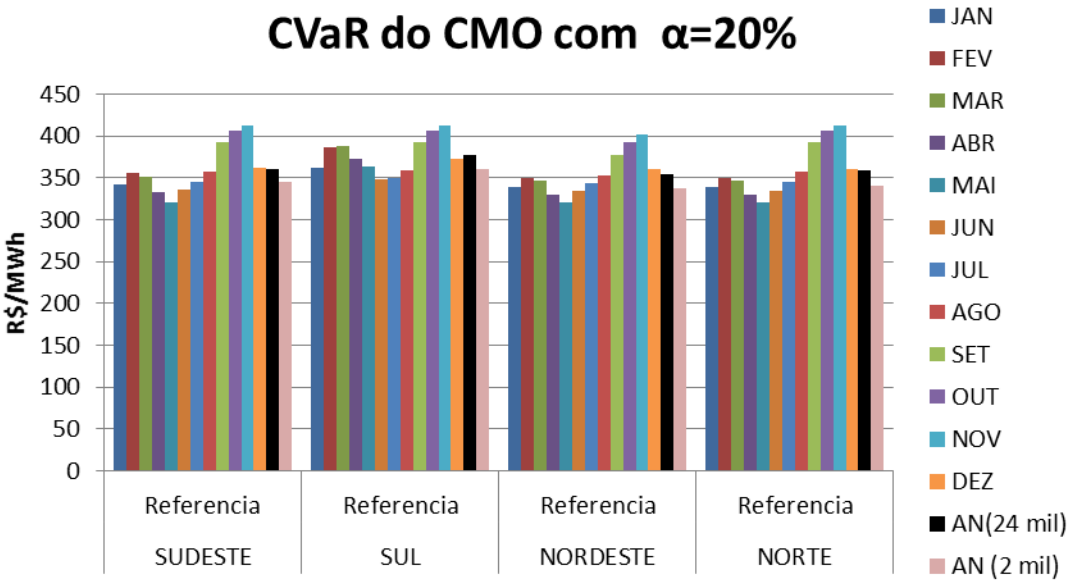

Figura 35 - CVaR$_{20\%}$ do CMO do ano 2027 para o PDE2027.

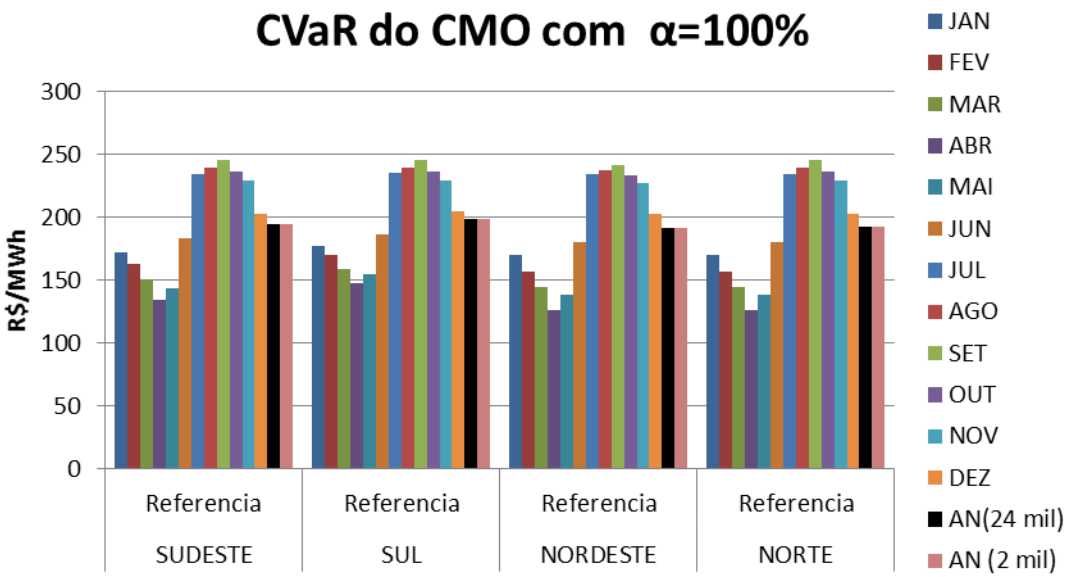

Figura 36 - CVaR$_{100\%}$ do CMO do ano 2027 para o PDE2027.

GARANTIA FÍSICA

Como o caso de Garantia Física usa os anos pré para retirar o condicionamento à tendência hidrológica e ao armazenamento inicial e a configuração não se altera, não há razão para escolher um ano do estudo especificamente, por isso, considerou-se todos os anos nas análises desse tipo de deck.

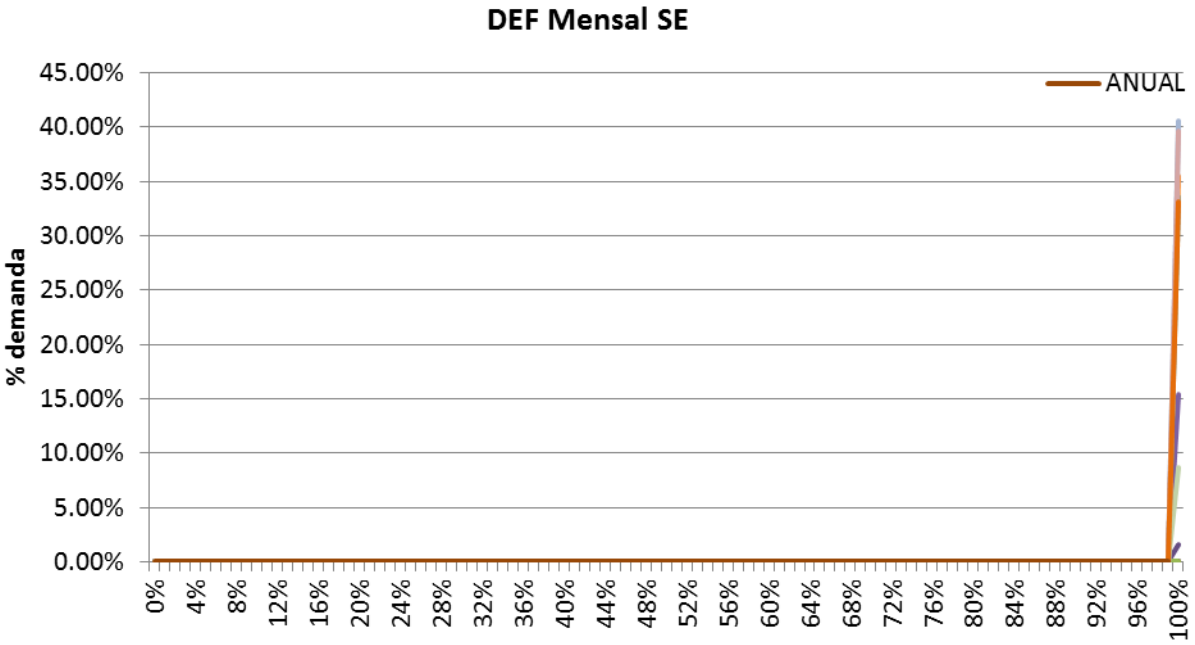

Figura 37 - Permanência do déficit considerando todos os anos do período de estudo.

Acima está a permanência do déficit mensal para o subsistema sudeste. Nota-se que em apenas 1% das séries há déficit, assim, foram escolhidos valores para o nível de confiança (α) a partir de 1%.

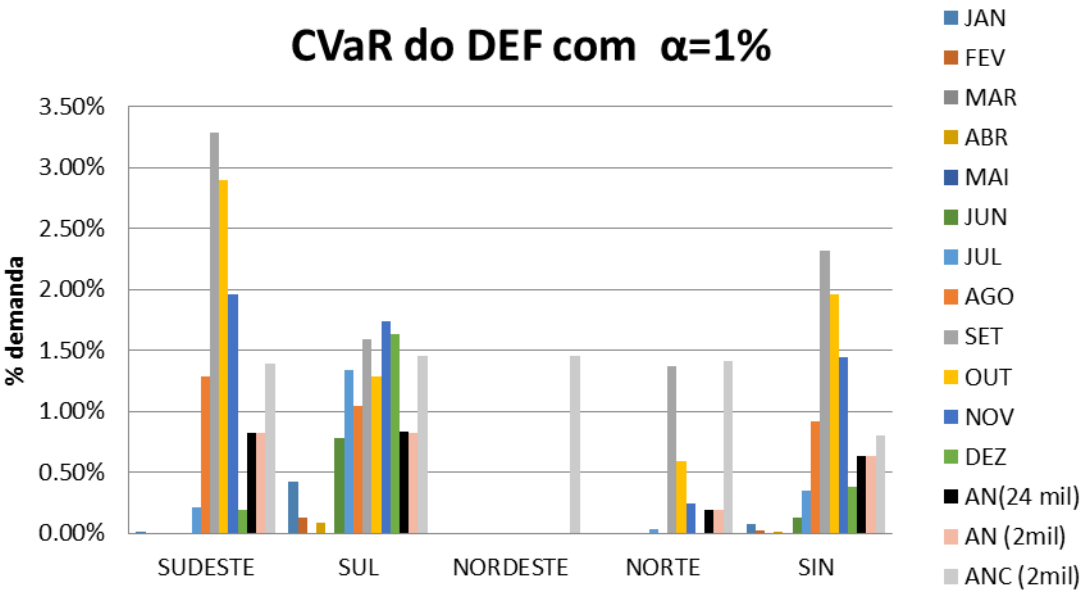

Figura 38 - $CVaR_{1\%}$ do déficit considerando todos os anos do período de estudo.

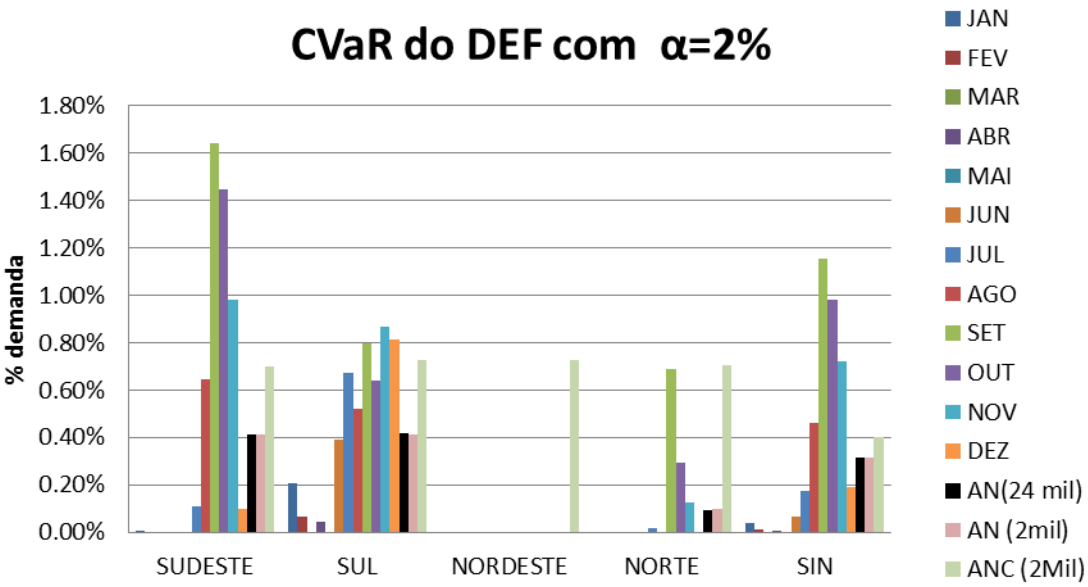

Figura 39 - CVaR$_{2\%}$ do déficit considerando todos os anos do período de estudo.

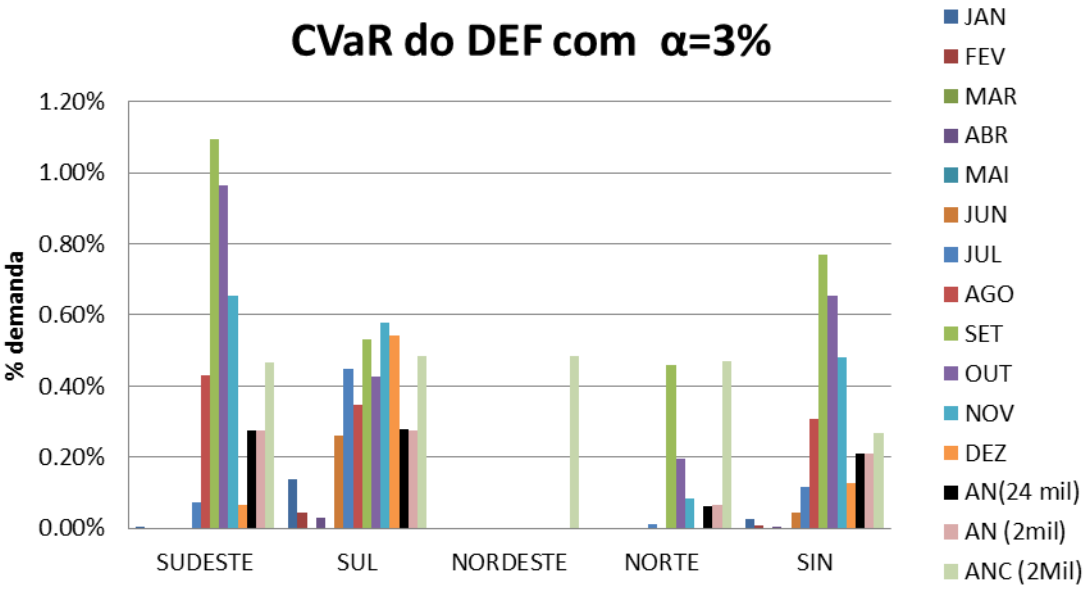

Figura 40 - CVaR$_{3\%}$ do déficit considerando todos os anos do período de estudo.

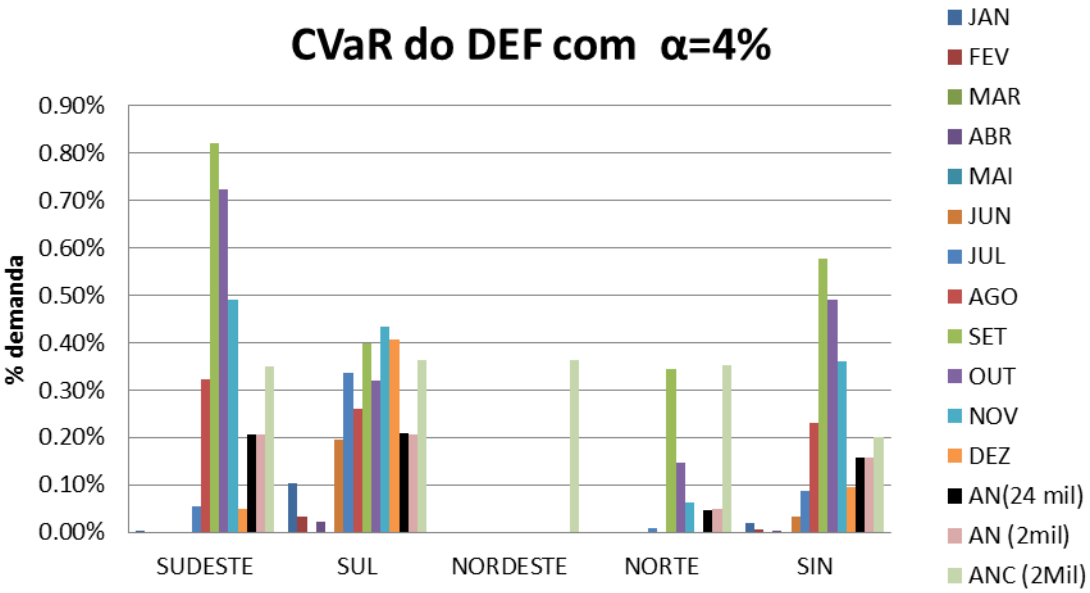

Figura 41 - CVaR4% do déficit considerando todos os anos do período de estudo.

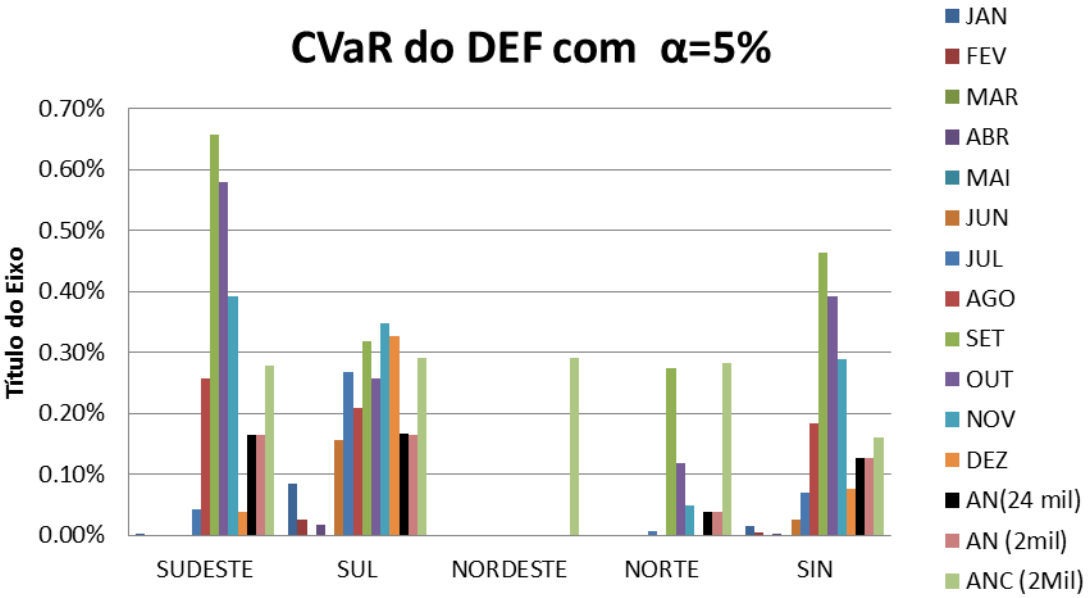

Figura 42 - CVaR5% do déficit considerando todos os anos do período de estudo.

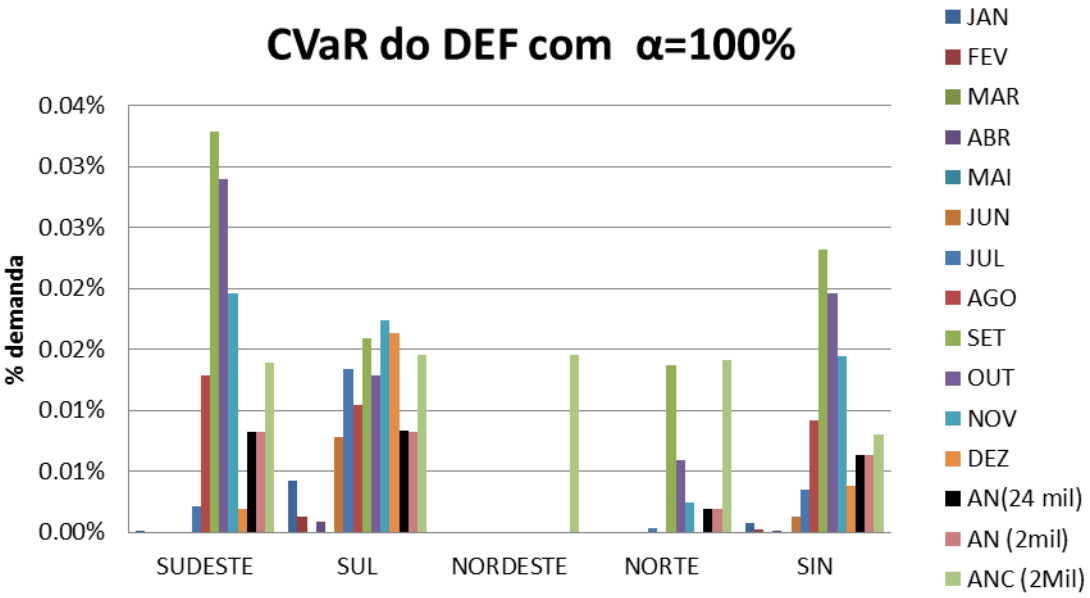

Figura 43 - CVaR$_{100\%}$ do déficit (média) considerando todos os anos do período de estudo.

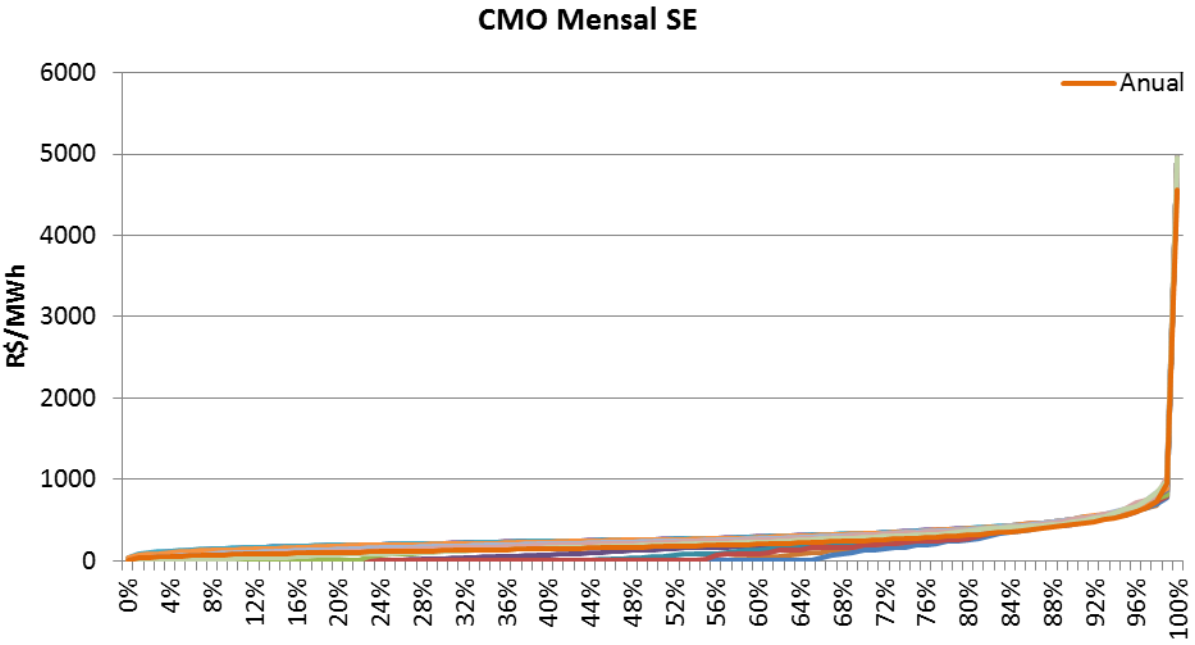

Figura 44 - Permanência do CMO mensal e anual para o subsistema Sudeste considerando todos os anos de estudo.

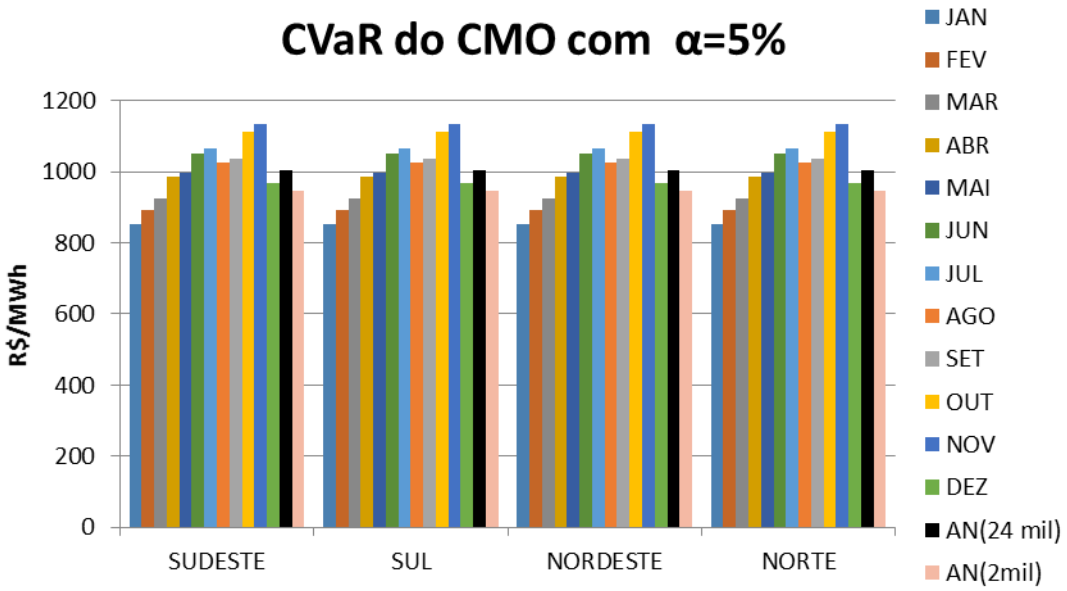

Figura 45 - CVaR$_{5\%}$ do CMO considerando todos os anos do período de estudo.

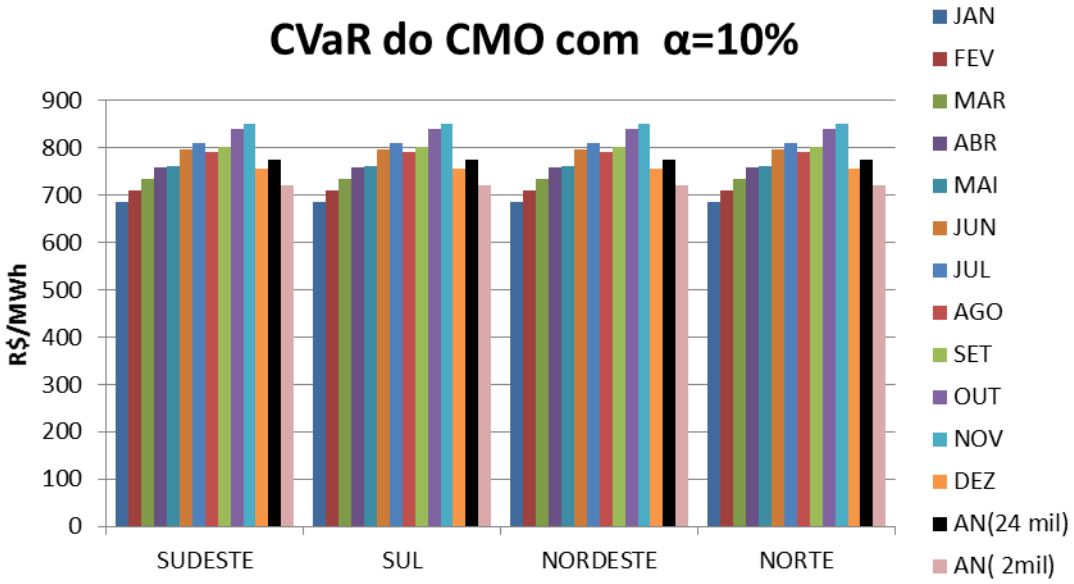

Figura 46 - CVaR$_{10\%}$ do CMO considerando todos os anos do período de estudo.

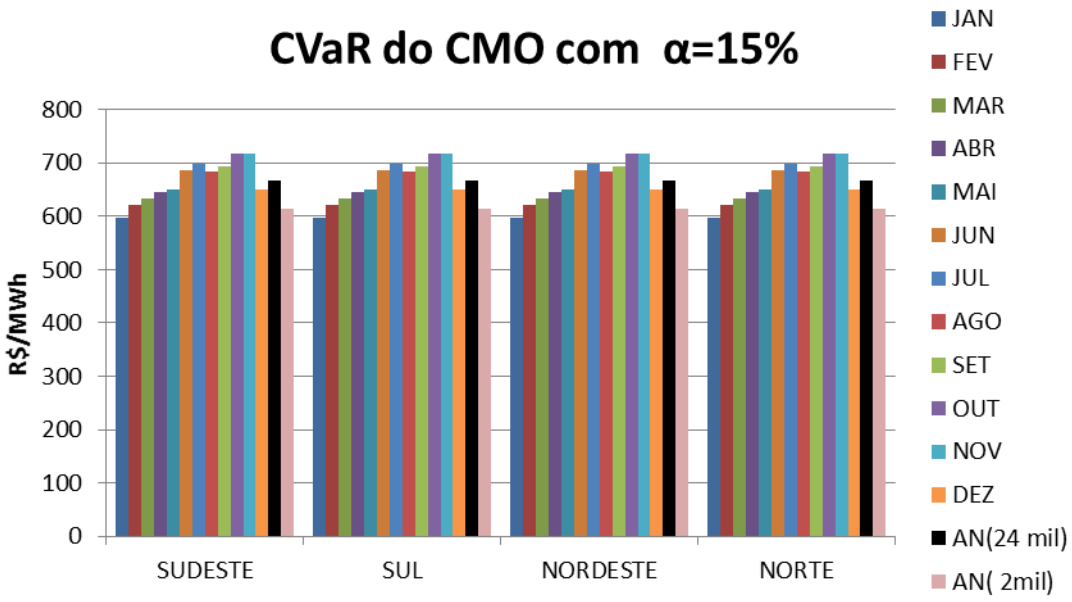

Figura 47 - $CVaR_{15\%}$ do CMO considerando todos os anos do período de estudo.

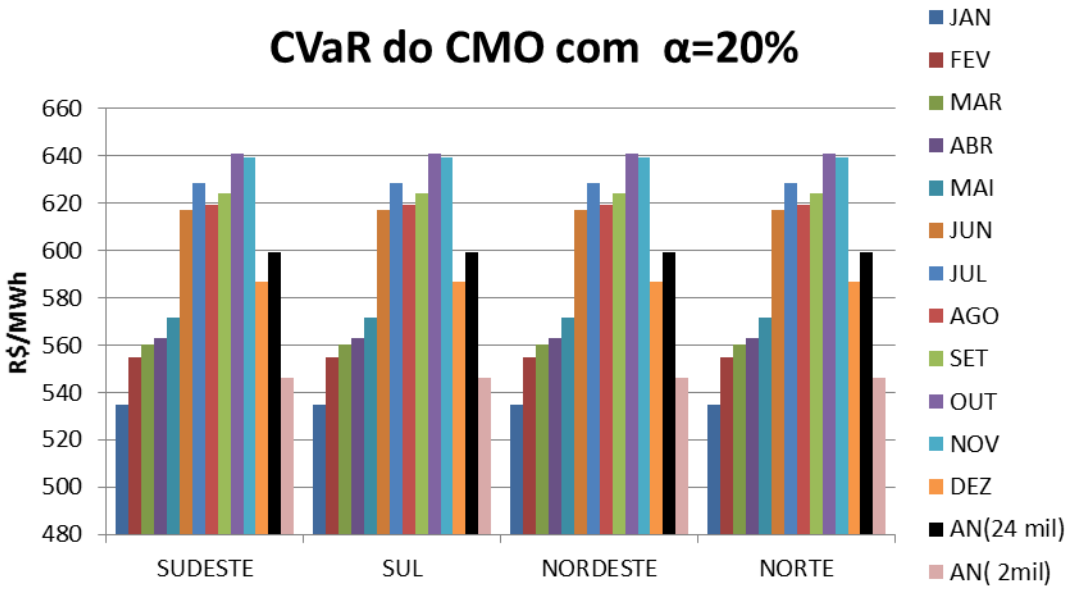

Figura 48 - $CVaR_{20\%}$ do CMO considerando todos os anos do período de estudo.

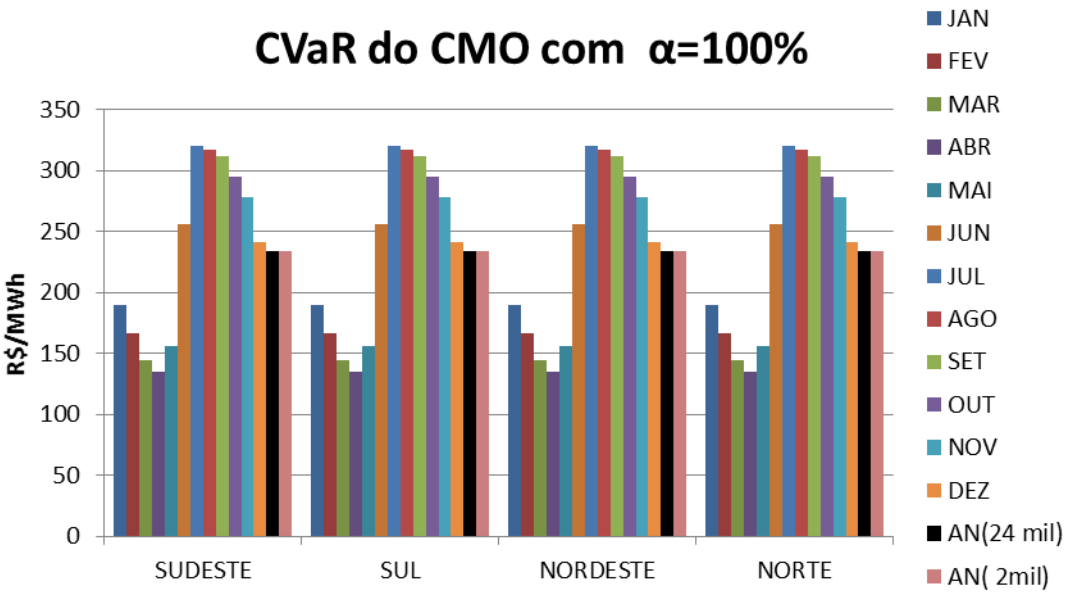

Figura 49 - CVaR$_{100\%}$ do CMO considerando todos os anos do período de estudo.

APÊNDICE II – COMPATIBILIZAÇÃO DO CRITÉRIO DE SUPRIMENTO E A METODOLOGIA DE CÁLCULO DE GARANTIA FÍSICA

O presente apêndice tem como objetivo avaliar os efeitos da proposta de atualização do critério de garantia de suprimento sob os instrumentos necessários para a contratação de empreendimentos de geração no atual desenho de mercado do setor elétrico brasileiro.

Inicialmente é importante contextualizar que o desenho regulatório define que, no ambiente de contratação regulada, os novos empreendimentos são selecionados em um processo licitatório, denominado leilão de energia nova, no qual deseja atender a demanda de energia dos consumidores que se enquadram neste ambiente e cada empreendimento candidato recebe um certificado, denominado garantia física, com o respectivo montante que é capaz de atender desta demanda.

Neste contexto, esta garantia física, para as usinas despachadas centralizadamente, é calculada a partir de simulações do Sistema Interligado Nacional (SIN), atendendo ao critério de garantia de suprimento, ora em reavaliação. Entretanto, é necessário preliminarmente explorar as relações atuais entre o planejamento centralizado, critérios de garantia de suprimento e a execução dos leilões de energia nova. Cumpre-se destacar que esse tema foi extensamente desenvolvido no trabalho de César (2015), sendo que a partir daquele trabalho, a presente seção, apresentará uma síntese do arcabouço regulatório vigente e, ao final, incorporará os aprimoramentos necessários para compatibilização com o critério de garantia de suprimento ora em estudo.

Conforme mencionado, existe uma relação direta entre os processos de planejamento centralizado, critério de garantia de suprimento e desenho de mercado para contratação de empreendimentos de geração. Esta relação e as variáveis de entrada e saída e cada processo são ilustrados na Figura 50.

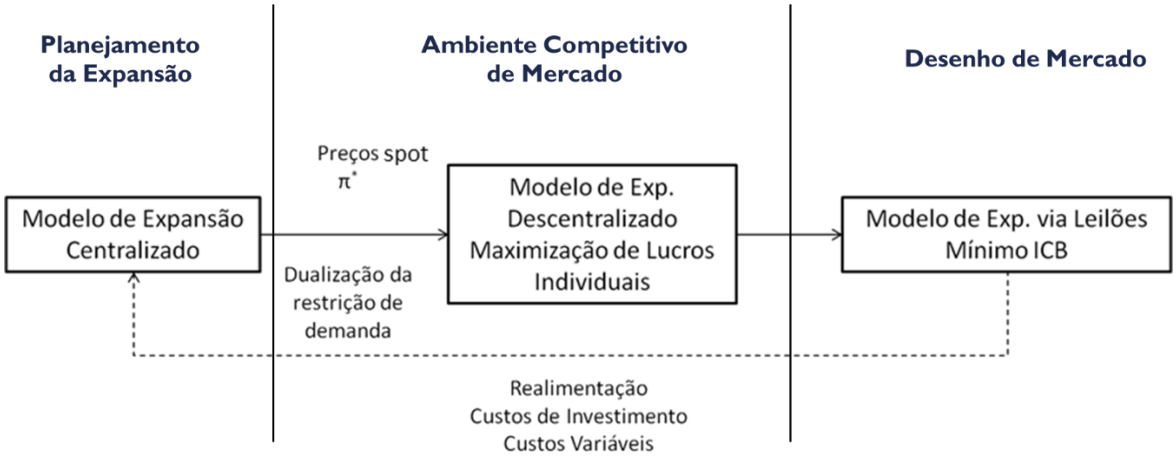

Figura 50 - Relação entre os processos de planejamento, ambiente competitivo e desenho de mercado.

No âmbito do planejamento da expansão, historicamente, a forma originalmente utilizada consiste na realização de simulações computacionais, sob distintos cenários futuros, obtendo-se o conjunto de empreendimentos a serem construídos ao longo do horizonte de avaliação, esta forma foi aqui denominada de "Modelo de Expansão Centralizado". Entretanto com a abertura do mercado de geração de energia elétrica, as decisões de investimento são efetivamente tomadas e aplicadas por agentes privados, que visam maximizar seus lucros individuais, sendo esta etapa denominada "Modelo de Expansão Descentralizado de Maximização de Lucros Individuais". Todavia, em diversos mercados de energia elétrica, a total abertura do mercado e decisões individuais não são suficientes para viabilizar a expansão necessária, exigindo desenhos de mercado específicos para garantir um funcionamento adequado, sendo que no Brasil o modelo vigente aqui é denominado "Modelo de Expansão via Leilões por Mínimo Índice Custo-Benefício".

O trabalho de César (2015) explora cada passo necessário para garantir a coerência do fluxo ora apresentado. Dentre as ações identificadas, tem-se que o modelo centralizado deve servir ao modelo descentralizado os custos marginais ótimos, que se traduzem nos preços de energia, para que os agentes individualmente cheguem à mesma solução ótima identificada centralizadamente. Os desenvolvimentos utilizam técnicas de programação linear e relaxação Lagrangeana para alcançar os objetivos, sendo que o problema centralizado e a restrição em que foi aplicada tal relaxação são apresentados abaixo:

$$C^* = \min_{x,g,def} \sum_{i \in T} I_i x_i + \sum_{s \in \Omega} \left(\sum_{i \in T} c_i g_{i,s} + \delta def_s \right)$$

s.a

$$\sum_{i \in T} g_{i,t} + def_s = d \quad : \pi_s \quad \forall\, s \in \Omega$$

Relaxação Lagrangeana da Restrição

Variável Dual CMO

Conjunto de cenários

Onde:

x_i: variável de decisão de investimento na usina i

$g_{i,s}$: energia produzida na usina i, no cenário s

def_c: variável de decisão déficit no cenário s

c_i: custo de operacional unitário da usina i

d: demanda de energia elétrica

π_s: variável dual associada à restrição de atendimento a demanda, no cenário s;

A expressão que representa as decisões individuais, via maximização de lucros, na qual o agente reage aos preços da energia, é apresentada a seguir:

$$L_i^{T^*}(\pi) = \max_{x,g} \sum_{s \in \Omega} \left[g_{i,s}(\pi_s - c_i) \right] - I_i x_i$$

$L_j^{T^*}(\pi)$: lucro ótimo do projeto i dado um vetor de preços de venda da energia π

Conforme mencionado anteriormente, o modelo descentralizado de maximização de lucros individuais, não é suficiente para garantir a expansão, sendo necessário, no Brasil, adicionar uma etapa de contratação via leilões, em que se seleciona projetos por ordem crescente de índice custo-benefício (ICB) até que a demanda seja integralmente atendida. O problema que representa esse mecanismo é equacionado a seguir:

$$\min_{x} \sum_{i \in T} x_i GF_i ICB_i$$

s.a.

Onde:

$$\sum_{i \in T} x_i GF_i = d$$

GF_i: garantia física do projeto i

ICB_i: índice custo benefício do projeto i

O trabalho de César (2015) demonstra matematicamente que, dadas as condições de desenho de mercado do setor elétrico brasileiro[16] e utilizando técnicas da teoria econômica (renda inframarginal, renda da escassez, remuneração de custos fixos e valor do consumidor), que para garantir o mesmo resultado do planejamento centralizado, (sob informação perfeita) a garantia física de um projeto deve ser obtida pela expressão:

$$GF_i = \frac{\sum_{s\in\Omega} g_{i,s}{}^{*}\pi_s{}^{*}}{\sum_{s\in\Omega} \pi_s{}^{*}} \quad \forall\ i \in T$$

Ressalta-se que a expressão acima é a mesma constante no arcabouço regulatório atual, registrado na Portaria MME 101/2016.

A partir das mesmas técnicas utilizadas, é possível identificar os aprimoramentos necessários para realizar a compatibilização da garantia física com o critério de garantia de suprimento proposto.

Primeiramente é necessário introduzir este critério no modelo centralizado e obter um novo modelo descentralizado de maximização de lucros individuais:

$$C^* = \min_{x,g,def} \sum_{i\in T} I_i x_i + \sum_{s\in\Omega}\left(\sum_{i\in T} c_i g_{i,s} + \delta def_s\right)$$

s.a

$$\sum_{i\in T} g_{i,t} + def_s = d \ : \pi_s \quad \forall\ s\ \in \Omega$$

$$\sum_{s\in\Omega^{\alpha}} \frac{def_s}{n_\alpha} \le \beta d \ : \lambda$$

Relaxação Lagrangeana das Restrições

Conjunto de α piores cenários

Variável Dual Da restrição CVaR

[16] Adiciona-se ao que já foi apresentado sobre o desenho de mercado brasileiro o fato de que na ocorrência de racionamentos de energia os contratos são bilateralmente reduzidos exatamente no percentual racionado. Ressalta-se que todas as demonstrações consideram condições teóricas de linearidade de todas as restrições.

Na representação acima são destacados os cenários em que a restrição de CVaR do déficit é aplicada, e consequentemente, surge uma nova variável dual a receber a relaxação Lagrangeana. Portanto a expressão de lucros individuais passa a receber um novo componente:

$$L_i^{T^*}(\pi,\lambda) = \max_{x,g} \sum_{s\in\Omega} \left[g_{i,s}(\pi_s - c_i) \right] + \lambda \sum_{s\in\Omega^\alpha} \frac{g_{i,s}}{n_\alpha} - I_i x_i$$

Receita proveniente da "venda" de segurança energética

Conforme pode-se observar a nova expressão contém um termo associado a sua capacidade de contribuir com a segurança energética e o valor atribuído pelos consumidores por esta capacidade, representado pela variável dual.

Por fim, aplicando-se as mesmas condições de desenho de mercado, obtém-se a seguinte expressão para a garantia física:

$$GF_i = \frac{\sum_{s\in\Omega} {g_{i,s}}^* {\pi_s}^* + \lambda^* \sum_{s\in\Omega^\alpha} \frac{{g_{i,s}}^*}{n_\alpha}}{\sum_{s\in\Omega} {\pi_s}^* + \lambda^*(1-\beta)} \quad \forall\ i \in T$$

Essa nova expressão passa a considerar a contribuição do projeto para atender o critério de garantia de suprimento e o valor que os consumidores atribuem a essa capacidade. Conforme pode-se desenvolver, a partir dessa expressão geral, ao se verificar o caso específico em que a restrição CVaR do déficit, não é o critério ativo, e portanto, o valor de λ é nulo, obtém-se a mesma expressão anterior (sem o critério proposto).

Por fim, considerando o critério CVaR do custo marginal de operação (CMO), a restrição é aplicada diretamente no modelo descentralizado, não havendo necessidade de realizar nova a relaxação Lagrangeana e, portanto, não é necessário modificar a expressão de cálculo da garantia física.

APÊNDICE III – EXEMPLOS ILUSTRATIVOS DE ANÁLISE DAS PROPRIEDADES DE MEDIDAS COERETENTES DE RISCO

O presente apêndice tem como objetivo apresenta de forma detalhada alguns exemplos ilustrativos para facilitar a compreensão dos efeitos das quatro propriedades de coerência de medida de risco, apresentadas por Artzner *et al* (1999), no contexto do problema de planejamento de sistemas de geração de energia.

Propriedades:

1) Invariância à translação - "Efeito deslocamento"

Em estudos de planejamento de sistemas elétricos, esta propriedade exige que ao adicionar uma oferta certa de energia ao sistema, a medida de risco se deslocará na quantidade exata à oferta adicionada.

Exemplo:

Sistema X1: $VaR_{5\%}^{X1}[Déficit] = 500\ MWmed$

Oferta adicional: 500 MWmed deterministicamente (ex.: redução da demanda)

Resultado: $VaR_{5\%}^{X1+oferta}[Déficit] = 0\ MWmed$

A Figura 51 ilustra este efeito de forma mais abrangente, em toda a distribuição de probabilidade do déficit, para um sistema fictício X1 e este mesmo sistema com uma oferta adicional certa de 500 MWmed:

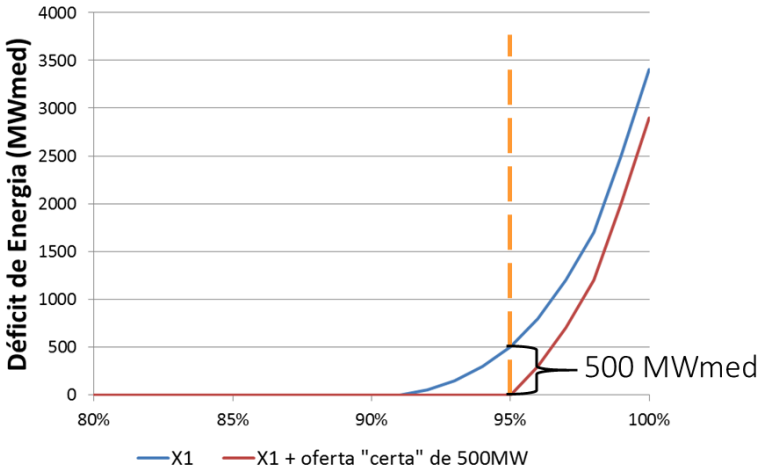

Figura 51 - Exemplo de invariância à translação.

2) Homogeneidade positiva - "Efeito escala"

Esta propriedade diz que se um sistema for reduzido ou amplificado, a medida de risco sofrerá o mesmo efeito exatamente na mesma proporção. Entretanto, não se visiona aplicações práticas para o planejamento de sistemas de geração de energia elétrica, apesar desta propriedade ser atendida por diversas medidas (inclusive o VaR).

3) Monotonicidade - "Efeito dominância"

No planejamento de sistemas de geração de energia elétrica medindo-se, por exemplo, como variável aleatória, o déficit de geração de dois sistemas, a propriedade será atendida caso, na comparação entre dois sistemas, a medida de risco escolhida sempre apresente menor risco ao sistema que apresente distribuição de probabilidade acumulada (da variável aleatória – déficit) inferior a outro sistema, em todos os percentis[17].

O gráfico apresentado na Figura 52 seguir ilustra este efeito para a medida de risco $VaR_{5\%}$, observada em dois sistemas, X1 e X2, sendo um dominante ao outro.

[17] Quando este fato ocorre, diz-se que uma variável aleatória (déficit de um sistema) domina estatística a outra variável aleatória (déficit do outro sistema).

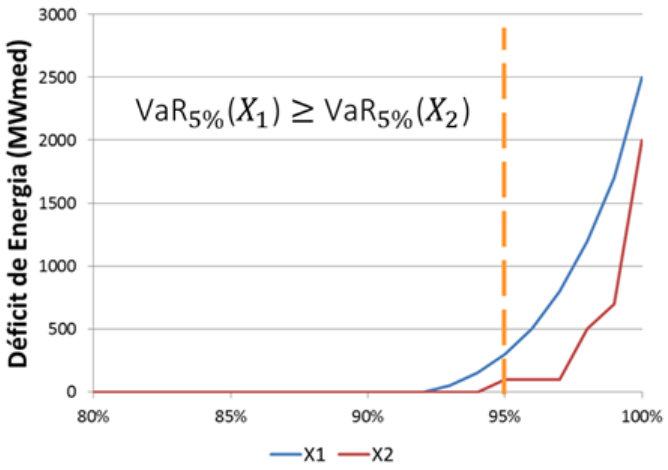

Figura 52 - Exemplo de monotonicidade.

Neste caso, não apenas o $VaR_{5\%}$, mas para qualquer nível (percentil) da medida *valor sob risco*, a propriedade é atendida.

4) Subaditividade - "Efeito portfólio"

Nesta propriedade observa-se que o risco de um portfólio, composto por dois sistemas, é igual ou inferior à soma de seus riscos individuais.

O trabalho de Artzner *et al* (1999) desenvolve um exemplo no qual a medida de risco $VaR_{x\%}$ não atende a esta propriedade. No exemplo apresentado utilizam-se opções financeiras, porém este desenvolvimento pode ser aplicado a sistemas de geração de energia elétrica, da forma descrita abaixo:

Exemplo:

Sistema X1 (i)	500	4000
Sistema X2 (ii)	0	1000
Soma riscos individuais (i) + (ii)	500	5000
Portfólio X1 e X2	550	4500

Do exemplo numérico apresentado pode-se concluir:

- Ao adotarmos o $VaR_{5\%}$ tem-se que o risco do portfólio é **maior** que a soma dos riscos individuais 550>(500+0)
- Ao analisar o $VaR_{1\%}$ tem-se que o risco do portfólio é **menor** que a soma dos riscos individuais 4500<(4000 + 1000)

É importante salientar que a construção de um portfólio de fontes de geração, e consequentemente a necessidade da propriedade de subaditividade, é algo bastante recorrente no planejamento de sistemas de potência, porque, continuamente, o tomador de decisão deve avaliar o risco do sistema ao se inserir novos componentes (usinas, troncos de intercâmbio, cargas, etc), o que na prática equivale a definir um novo portfólio para o sistema.

A partir destas conclusões verifica-se que a medida de risco *valor sob risco* não é coerente por não apresentar a propriedade de subaditividade, ou seja, efeito portfólio.

A Figura 53 ilustra este efeito, em que a medida VaR pode ter um resultado distinto para diferentes percentis, ao se comparar a soma dos valores individuais com o valor do portfólio.

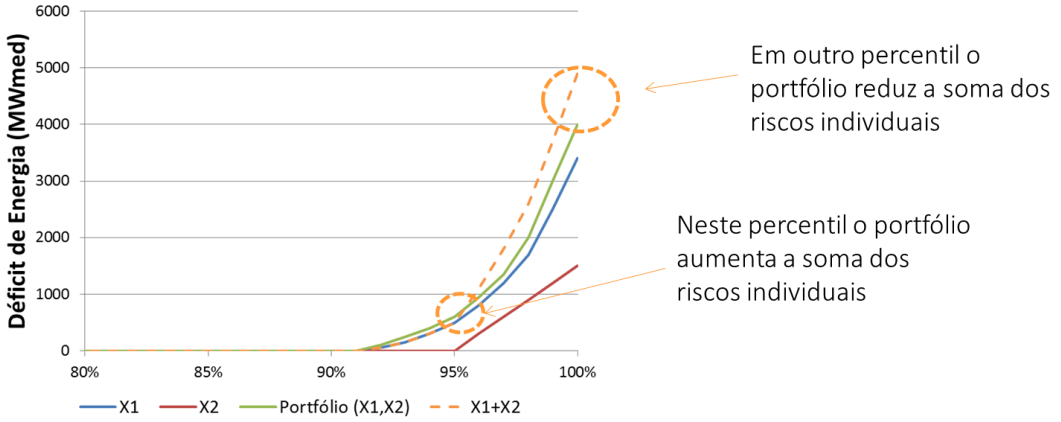

Figura 53 - Exemplo de subaditividade.

Por último é importante destacar que, conforme consta na literatura mencionada anteriormente, a medida de risco CVaR, para um nível de confiança (α: alfa) fixo, atende às quatro propriedades elencadas, portanto é uma medida de risco coerente, permitindo assim, estender esta coerência às métricas C, D e I avaliadas neste documento.

APÊNDICE IV – PESQUISA INTERNACIONAL

Conforme mencionado no Capítulo 3, foi realizada uma pesquisa internacional com o objetivo de levantar as métricas de risco aplicadas em outros países considerados de interesse. Os países ou mercados escolhidos apresentam algumas das seguintes características: predominância de geração hidrelétrica, avanço relevante de renováveis intermitentes (eólica e solar), crescimento da demanda de energia elétrica e divulgam os detalhamentos dos critérios utilizados para a expansão do sistema[18], Figura 54.

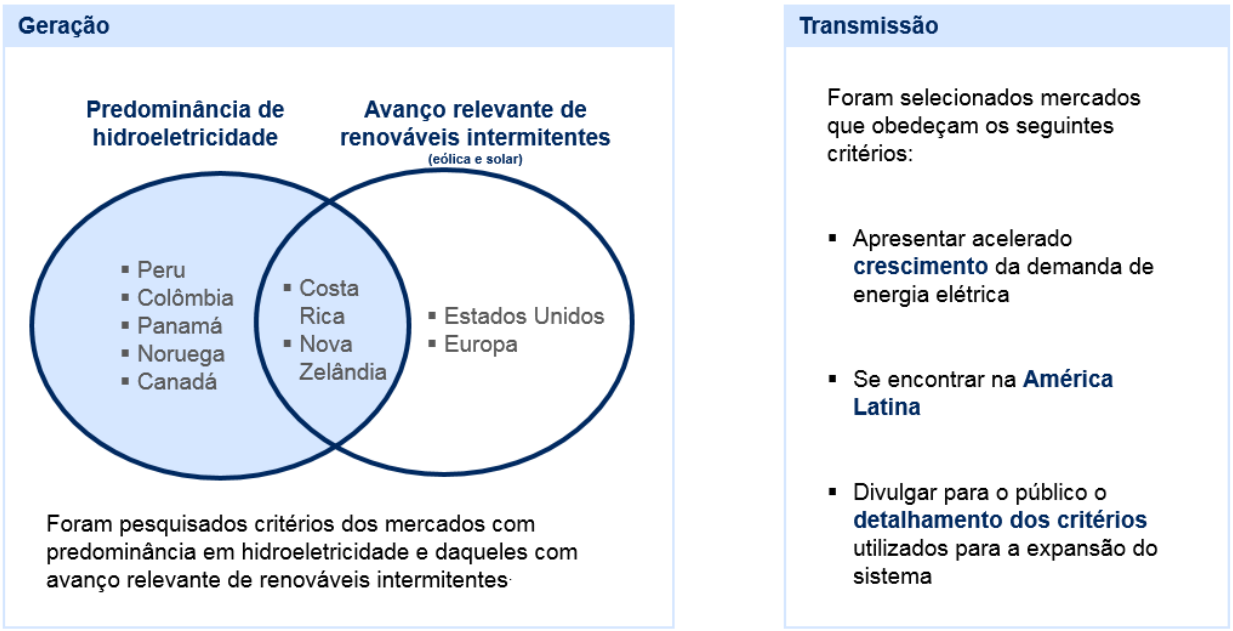

Figura 54 - Critérios para escolha dos países a serem analisados.

Nos países com predominância de geração hidráulica listados na Tabela 4 são empregados critérios que consideram a probabilidade do déficit ($P_{déficit}$), valor esperado da energia não suprida ($E_{déficit}$), além dessas medidas condicionadas, por exemplo, $E_{déficit}$ | 95% cenários mais secos, critério econômico, contingência, custo do déficit, taxa de desconto real e outros.

É interessante notar que os países que usam a probabilidade do déficit conjugam esse critério com outro, por exemplo, Peru, Colômbia e Costa Rica também utilizam um critério econômico. Já o Panamá considera a probabilidade do déficit quando este for maior que 2% da demanda ($P_{déficit}$| déficit >2% demanda).

[18] International Energy Agency (IEA), BP Statistical Review of World Energy 2016

Tabela 4 - Critérios de expansão em uso nos países com predominância de geração hidroelétrica.

Critério	Peru	Colômbia	Costa Rica	Panamá	P. nórdicos	Canadá (Quebec)	N. Zelândia
$P_{déficit}$	<5% (% dos cenários)	<5% (% dos cenários)	<10% (% dos cenários)	X	LOLP 0,001% (prob. falha/dia)	LOLE 0,1 (1 falha/10 anos)	LOLH 2,7 (h falha/ano)
$E_{déficit}$ (% da demanda)	X	<1,5%	<2.2% (calculado)	X	X	X	X
$E_{déficit}$ | existência déficit (% da demanda)	X	<3%	X	X	X	X	X
$E_{déficit}$ | 95% cen. -secos (% da demanda)	X	X	<2%	X	X	X	X
$E_{déficit}$ | 5% cen. +secos (% da demanda)	X	X	<5%	X	X	X	X
$P_{déficit}$ | déficit > 2% dem. (% dos cenários)	X	X	X	<5%	X	X	X
Critério econômico	✓	✓	✓	✓	X	X	✓
Contingência	Falha do maior gerador/gasoduto	Não especificado	Não especificado	Margem de 7,11% de capacidade	Não especificado	Falha mais severa no sistema	Winter energy margin 14-16%
Outros	Projetos econômica-mente viáveis	X	X	Déficit não recorrente num mês	X	Seca por 2a consecutivos sem déficit	X
Custo de déficit (USD/MWh)	6000	1242 – 7819	800 – 2000	1850	X	X	X
Taxa de desconto real (% a.a.)	12%	8%	12%	12%	X	X	X

[19]

[19] O Panamá estipulou uma margem de capacidade de 7.11% baseado na otimização de custos de operação e investimento e custo de déficit.
A Nova Zelândia planeja por margem, mas fez cálculo do LOLH a título informativo. Há diferenciação entre as margens das ilhas norte e sul do País.
Fonte: Osinergmin – Informe Nº 076-2017-GRT, UPME – Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmission 2016-2030, ICE – Plan de Expansión de la Generación Electrica 2014-2035, ETESA – Plan de Expansión de del Sistema Interconectado Nacional 2015-2019, Resolución AN No. 6748-Elec, Nordel – Guidelines for implementation of transitional peak load arrangements, NPCC - Regional Reliability Reference Directory # 1 Design and Operation of the Bulk Power System, FERC – Resource Adequacy Requirements: Reliability and Economic Implications.

Tabela 5 - Critérios de expansão de mercados com avanço relevante de renováveis intermitentes.

Critério	CAISO	PJM	ERCOT	NE-ISO	ENTSO-E
P_{falha}	Não especificado	LOLE 0,1 (uma falha em 10 anos)	LOLE 0,1 (uma falha em 10 anos)	LOLE 0,1 (uma falha em 10 anos)	LOLH <1h falha/y (indicativo) + EENS
Margem operativa	15%	16,6%	10,2%	12%	N/A
Definição de falha	Não especificado	Corte de tensão antes de redução de voltagem	-	Corte de tensão depois de redução de voltagem	-
Contabilidade da margem operativa	-	Fator de capacidade: eólicas (87%), solares (62%), DR (5%) e térmicas (0%). Procedimentos de emergência não considerados	-	Descontos sobre capacidade intermitente	-
Modelagem da demanda	Cen. de clima ('95+), vento e sol + PIB (Moody's)	Incerteza econômica e climática	Onda de calor de 1-em-100 anos (2011)	Incerteza apenas climática	Cen. de clima, vento e sol
Contingência	N-1-1: duas maiores falhas em sequência	-	-	-	Falhas de geracao e transmissão (HVDC)
Outros	Flexibilidade: maior ramp-up de 3 horas	-	-	-	Critério de flexibilidade será incorporado

[20]

[20] FERC – Resource Adequacy Requirements: Reliability and Economic Implications, CAISO – 2017 Local Capacity Technical Analysis, CAISO – Summer Loads & Resources Assessment, PJM – 2016 PJM Reserve Requirement Study, ERCOT – Estimating the Economically Optimal Reserve Margin in ERCOT, ENTSO-E – Mid-term Adequacy Forecast Edition 2016.