GT Modernização do Setor Elétrico

Portaria nº 187/2019

Relatório Final do Grupo Temático

Critérios de Garantia de Suprimento

Dezembro de 2020

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)

Fernanda Paschoalino (EPE)

Francisco Silva Jr (MME/SECEX)

Frederico Teles (MME/ASSEC)

Hermes Trigo (EPE)

Júlio Ferraz (ANEEL/SRM)

Luis Cordeiro (EPE)

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)

Dezembro de 2020

Sumário

1. INTRODUÇÃO 4

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

3. REFERÊNCIAS INTERNACIONAIS 11

4. MÉTRICAS DE RISCO 13

4.1. PROPRIEDADES 13

4.2. AVALIAÇÃO QUALITATIVA DAS MÉTRICAS 17

5. PROPOSTA DE REVISÃO DO CRITÉRIO DE GARANTIA DE SUPRIMENTO . 20

5.1. METODOLOGIA PARA DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS ASSOCIADOS ÀS MÉTRICAS 25

5.2. DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS ASSOCIADOS ÀS MÉTRICAS 29

5.3. OPERACIONALIZAÇÃO 38

5.3.1. PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA 38

5.3.2. GARANTIA FÍSICA DE ENERGIA 42

6. CONCLUSÕES 49

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 54

APÊNDICE I – EXEMPLOS ILUSTRATIVOS DE ANÁLISE DAS PROPRIEDADES DE MEDIDAS COERETENTES DE RISCO 55

APÊNDICE II – PESQUISA INTERNACIONAL 59

APÊNDICE III – COMO AFERIR E APLICAR O NOVO CRITÉRIO DE GARANTIA DE SUPRIMENTO NO CÁLCULO DA GARANTIA FÍSICA 62

1. INTRODUÇÃO

A Resolução n° 1, de novembro de 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 5% em cada um dos subsistemas que o compõem. Em julho de 2008, a Resolução n° 9, também do CNPE, estabeleceu que o critério de cálculo das garantias físicas de novos empreendimentos de geração e do planejamento da expansão da oferta de energia elétrica adotasse "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 nº 1/2004.

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 de 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 igual a 5%. Já o planejamento da expansão buscava 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 no planejamento da expansão 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 Plano Decenal de Expansão de Energia - 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 da oferta indicada nos 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 comercializadas.
- Subestimativa do despacho das termelétricas no PDE: dado que o parque de geração efetivamente contratado era 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% resultava 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 garantia física 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 de garantia de suprimento em 2008, o CME passou a ser calculado anualmente, por uma metodologia exógena aos processos de cálculo de garantia física e de planejamento da expansão, e era utilizado como critério de convergência nos respectivos processos.

Desde o PDE 2026, o planejamento da expansão da oferta de energia elétrica passou a utilizar um modelo de otimização, que minimiza o custo total de operação e investimento, dado um custo de déficit explícito. Com isso, o critério de otimalidade econômica de igualdade entre CMO e CME ainda era utilizado, mas estava internalizado no modelo de otimização. 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, estabelecido na Resolução CNPE nº 1/2004, também é 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 (do corte de carga), ignorando sua profundidade[1]. 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 análises adicionais para avaliar a adequabilidade das condições do sistema. Diante de condições hidrológicas desfavoráveis, por exemplo, têm 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, entendeu-se oportuno rever também o limite máximo de insuficiência de oferta de energia elétrica estabelecido pelo CNPE.

[1] Este critério não diferencia um corte de carga de 1 MW ou 1.000 MW, por exemplo, desde que tenham a mesma probabilidade de ocorrência.

O diagrama esquemático apresentado na Figura 1 traz os critérios utilizados até 2019 para os processos de planejamento, indicando com um ponto de interrogação aqueles que deveriam ser revistos, objeto do trabalho deste Grupo Temático.

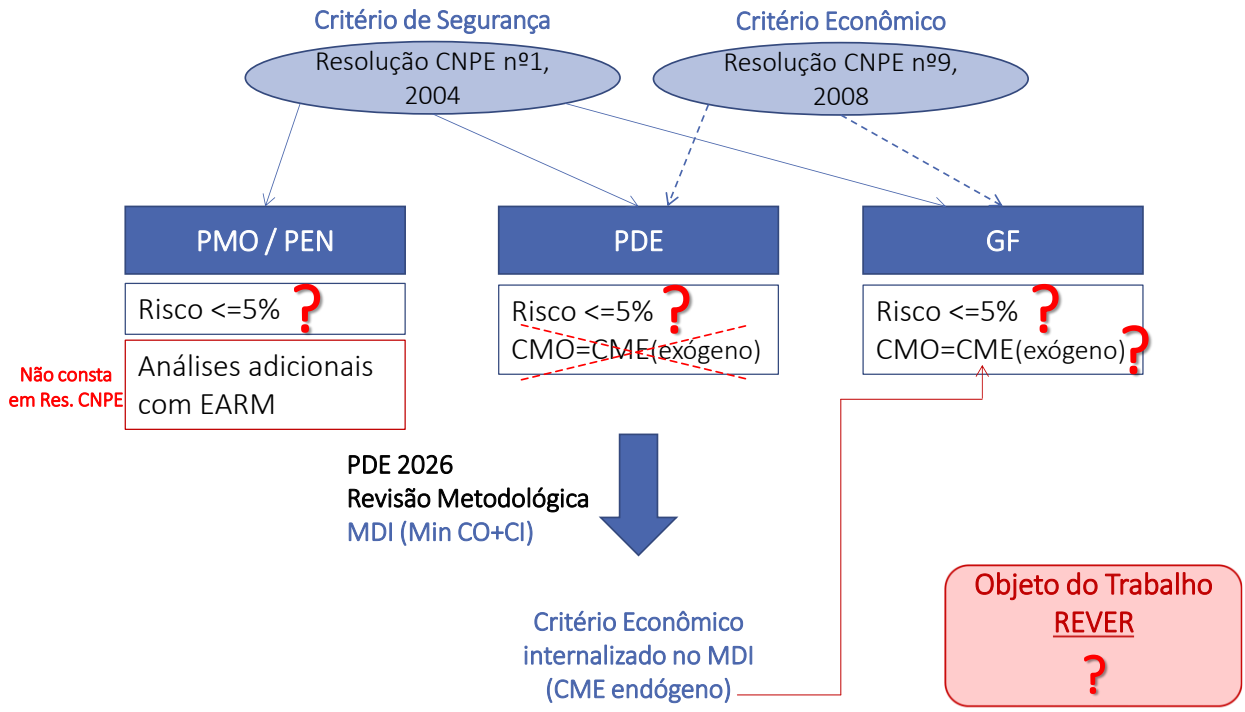


Figura 1 - Processos de Planejamento e Critérios de Garantia de Suprimento

As questões pontuadas nesta introdução são as motivações para a revisão geral dos critérios de garantia de suprimento, posto que os critérios vigentes até 2019 não mapeavam todas as características do sistema e/ou não transmitiam toda informação necessária para balizar a tomada de decisão. Destaca-se que ainda que não seja tratado de forma explícita no presente relatório, entende-se que o atual processo de planejamento da expansão da transmissão atendia aos critérios de garantia de suprimento em vigor até 2019, além de permanecer aderente às propostas de revisão aqui apresentadas, cabendo futuramente avaliar a necessidade de aprimoramentos pontuais, como exemplo, pode-se citar: i) utilização de metodologias que sinalizem adequadamente os benefícios locacionais do SIN para a expansão da oferta; e ii) realização de estudos de confiabilidade composta da geração e transmissão para aferição dos resultados.

A redefinição do Critério de Suprimento junto com a revisão dos Mecanismos de Formação de Preço foram identificados como os pontos de partida para a efetividade das ações do GT Modernização, que abordou diversas linhas temáticas e foi constituído pela Portaria nº 187, de 4 de abril de 2019[2]. Como ilustrado no Mapa de Contexto apresentado na Figura 2, a partir desses dois temas 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 do critério 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.

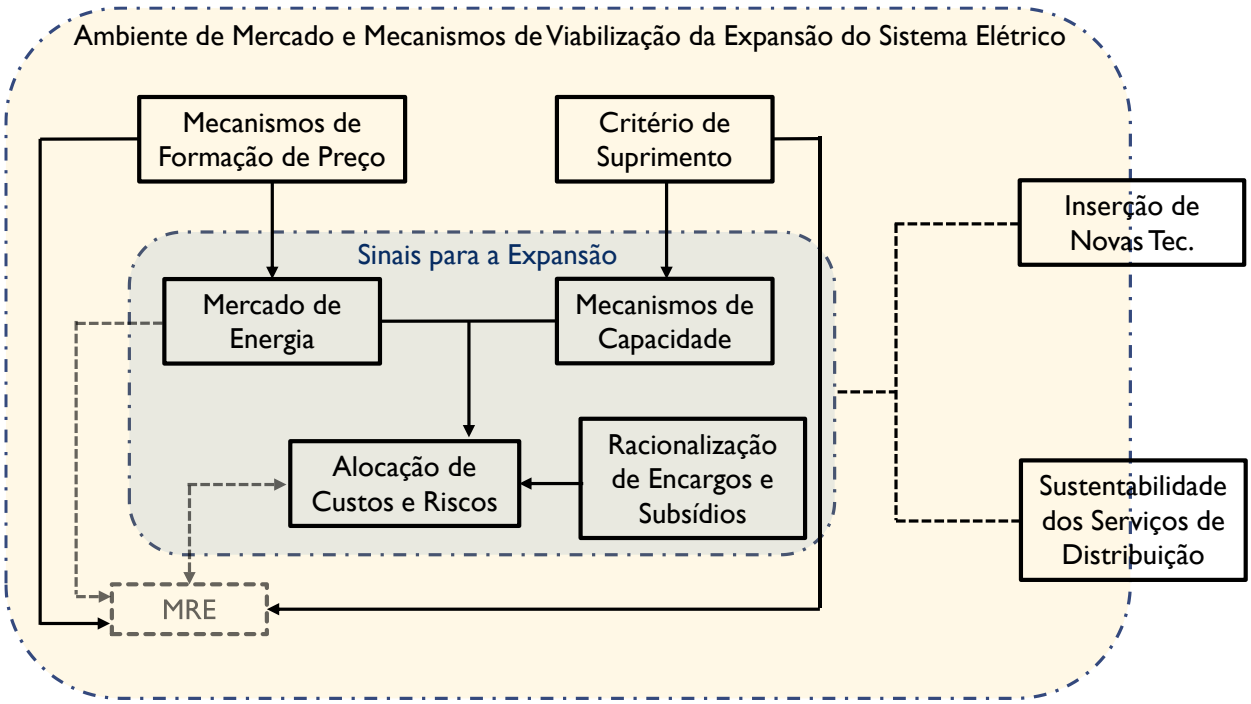


Figura 2 – Mapa de Contexto sobre os eixos temáticos tratados no GT Modernização

Após a conclusão do GT Modernização foi instituído o Comitê de Implementação da Modernização do Setor Elétrico (CIM)[3] com 15 frentes de atuação, onde uma delas é a do Critério de Suprimento. No plano de ação desta frente estava previsto a apresentação de uma proposta de revisão do critério de garantia de suprimento no último trimestre de 2019, meta esta já atendida, resultado da elaboração do estudo descrito neste relatório discutido com a sociedade por meio de consultas públicas.

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

[3] Portaria MME nº 403, de 29 de outubro de 2019

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 complementar a expansão, caso essa não seja viabilizada apenas pela otimização econômica (que resulta na igualdade entre CMO e CME). 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 tratado neste relatório.

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 usinas hidrelétricas (UHE) na oferta, levando a perda relativa da capacidade de regularização devido ao maior crescimento da carga em relação à 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.

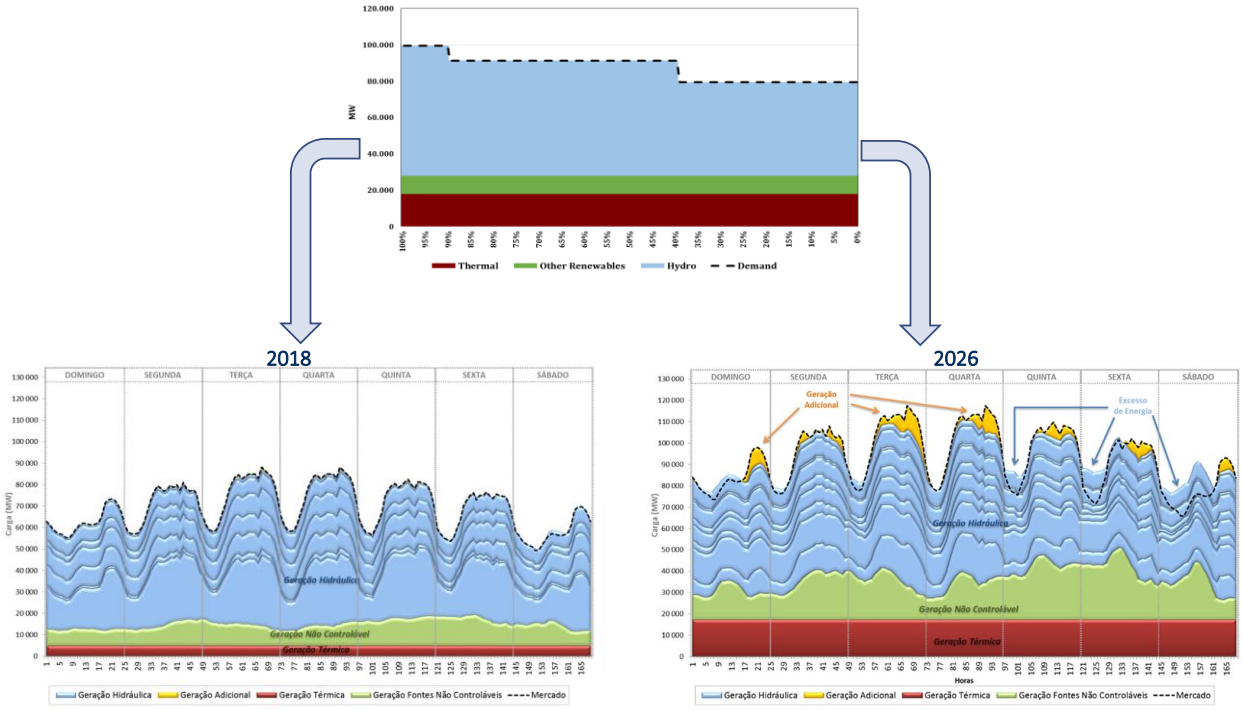


Figura 3 – Dificuldade de compatibilização entre as metas mensais de geração e a curva de carga horária ao longo dos anos

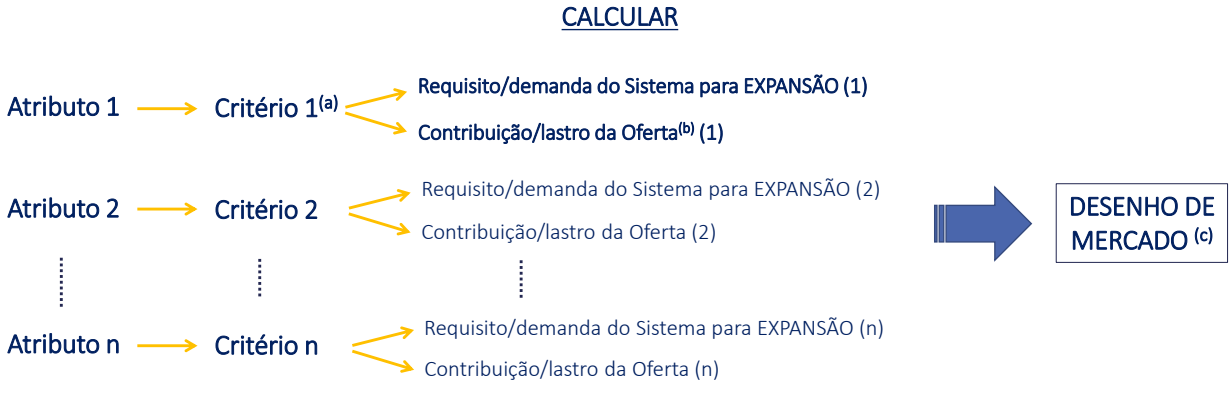
Outra consequência dessa mudança na composição da oferta é que requisitos antes não vistos como restritivos começaram a compor parte significativa da indicação de expansão da oferta. No passado, ao adequar a oferta para o atendimento à carga média de energia, as características operativas das UHE supriam 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 a identificação da sua eventual escassez e, consequentemente, o estabelecimento de critérios específicos para esse requisito. 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.

Identificados 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.



(a) O critério utilizado para valorar o atributo pode ser composto por uma ou mais métricas
(b) Entende-se por oferta um gerador ou um portfólio
(c) Com a definição dos critérios e metodologias de cálculo pode-se construir qualquer Desenho de Mercado.

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[4], 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[5], 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

II. Valor esperado do déficit

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

[4] A revisão das metodologias para cálculo dos requisitos do sistema para expansão e do lastro da oferta é uma das ações previstas no plano que deverá ser executado pelo Comitê de Implementação da Modernização do Setor Elétrico (CIM).

[5] No Apêndice III – Pesquisa Internacional, estão descritos de forma detalhada os critérios utilizados para expansão em diversos países e mercados.

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 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 $CVaR_{\alpha}$[6] 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 Book"[7], 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[8]. 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[9] e CVaR do déficit de energia. A metodologia é apresentada de forma abrangente no "Guide Tools and Principles for a Dry Year Strategy"[10].

[6] *Conditioned Value at Risk* – corresponde ao valor esperado dos α% valores mais críticos possíveis para a variável aleatória escolhida.
[7] https://www.bpa.gov/p/Generation/White-Book/Pages/White-Book.aspx
[8] Historicamente, o mês de janeiro é o mais crítico, com maior probabilidade de déficit.
[9] *Loss of Load Probability* – Probabilidade de Perda de Carga
[10] https://www.bpa.gov/p/Generation/Dry-Year/Pages/default.aspx

4. MÉTRICAS DE RISCO

4.1. PROPRIEDADES

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 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, 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[11]. No entanto, esta medida ainda não pode ser considerada no presente momento, por não dispormos de modelos cronológicos para avaliação do atendimento de potência. Ressalta-se, contudo, que à medida que os modelos evoluam é possível incorporar novas métricas ao critério de suprimento.

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:

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.

[11] *Loss of Load Expectation* – Expectativa da Perda de Carga

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, e 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 a necessidade de avaliar periodicamente se os parâmetros de entrada associados às métricas devam ser ajustados/recalibrados.

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, sozinha, 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, a probabilidade desse déficit, sua duração, ou sua profundidade em determinada condição).

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).

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 nos modelos 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 4.2 uma análise qualitativa e no item 5 uma análise quantitativa, capaz de verificar o comportamento de cada uma das métricas através dos resultados das simulações energéticas (energia e potência).

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 informações de entrada a um sistema de tal forma que os resultados de risco obtidos respeitem o sentido lógico esperado.

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

Tabela 1 - Relações coerentes de entrada e saída no planejamento.

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, estas propriedades contextualizadas para o problema de planejamento de sistemas de geração de energia elétrica. O Apêndice II 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 no 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 do 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[12] foi largamente utilizada. Porém devido, principalmente, aos efeitos causados por sua incapacidade de atender a todas as propriedades listadas[13], tem sido substituída pelo $CVaR_\alpha$. Inclusive, o setor elétrico brasileiro já utiliza, desde 2013, o CVaR aplicado na função objetivo do modelo de

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

[13] 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.

planejamento da operação de médio/longo prazo de subsistemas hidrotérmicos interligados – Newave.

Complementarmente destaca-se que algumas métricas de risco listadas em 4.1, em estudo no presente documento, são matematicamente derivadas do VaR [14]– 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, faz parte da rotina de estudos para execução do planejamento da expansão de energia elétrica, na medida em que, 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 $CVaR_{\alpha}$ 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. Ressalta-se ainda que esta medida possui outra característica interessante: pode ser internalizada em problemas de otimização convexa, segundo Rockafellar e Uryasev (2000).

4.2. AVALIAÇÃO QUALITATIVA DAS MÉTRICAS

Para o Sistema de Energia Elétrica Brasileiro - SEB, compartilhado por todos os consumidores e agentes de geração e transmissão, o critério deve refletir a percepção de risco coletiva, não individual, de falhas de suprimento. As métricas de risco devem traduzir esta percepção de risco e, portanto, 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 de critérios de garantia de suprimento aplicáveis nos estudos de planejamento da expansão e cálculo de garantia física.

[14] O risco de déficit é a menor probabilidade na qual o *VaR* do déficit é diferente de zero.

Dentre os atributos desejáveis em uma medida de risco, listados em 4.1, quatro deles se destacam por sinalizarem características e avaliações mais diferenciadas entre as métricas analisadas – (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 do que quando aplicado ao déficit – D e E, onde o objetivo do estudo é planejar o sistema de forma a evitar cenários com custos marginais de operação e, consequentemente, preços da energia 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 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. 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 ou inativas no processo de convergência. Em contrapartida, o CVaR do CMO

dá uma resposta clara com relação a melhora ou a piora das condições de garantia de suprimento do sistema, a depender da perturbação realizada.

Resumidamente, os estudos para definição do critério 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 e cálculo de garantia física – Newave. Visando avaliar apenas o impacto do uso do critério proposto, as análises apresentadas neste relatório serão baseadas nos dados de entrada originais dos casos. Portanto, não foram atualizadas as configurações do sistema, considerando a inclusão de projetos contratados em leilões de energia nova e ajustes de cronograma de obras, por exemplo. Também não foram incorporados aos casos utilizados para as análises aprimoramentos metodológicos nos modelos energéticos realizados após a publicação do caso de referência, como aqueles aprovados pela Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico - CPAMP. Nesse sentido, diante da evolução constante da representação do sistema, tanto dos recursos energéticos, quanto dos modelos de otimização, para a qual melhorias são sempre almejadas, propõe-se que os parâmetros associados às métricas sejam revistos periodicamente ou na ocorrência de fatos relevantes, e atualizados, caso julgue-se necessário. Apesar da construção de uma lógica robusta para obtenção das métricas que compõe o critério de suprimento, estas devem também ser constantemente validadas.

5. PROPOSTA DE REVISÃO DO CRITÉRIO DE GARANTIA DE SUPRIMENTO

A construção da proposta de revisão do critério de garantia de suprimento, pode ser dividida em duas etapas: (i) definição das métricas de risco que comporão o critério; (ii) definição dos parâmetros associados às métricas. A proposta de métricas de risco foi apresentada no Workshop realizado em 17/07/2019 e no relatório objeto da Consulta Pública MME n°80, de 30/08/2019. Já a proposição de valores a serem utilizados como parâmetros associados às métricas escolhidas foi apresentada no relatório objeto da Consulta Pública MME n°88, de 22/10/2019. Por fim, a título de ilustrar os possíveis impactos futuros e mudanças nos processos de planejamento, será apresentada uma forma de operacionalização do novo critério nos estudos vigentes.

A conceituação teórica das métricas de risco apresentada trouxe elementos importantes que permitem interpretá-las dentro do contexto do mercado de energia elétrica brasileiro, traduzindo a nova percepção de risco em um critério que leve a adequação do suprimento, refletido sob os aspectos econômico e de segurança. Foi apresentada, 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, para construir o critério devem ser definidas métricas associadas a esses atributos, que permitam avaliá-los corretamente e direcionar a expansão, garantindo a adequabilidade da oferta.

O critério de garantia de suprimento proposto pode ser dividido em duas categorias com as seguintes funções:

- Critério de segurança: Visa aferir a operação do sistema planejado de acordo com as variáveis que representem a realidade operativa da forma mais adequada para fins dos estudos de planejamento, e assim capturar os sinais físicos que levem a gestão dos recursos de forma eficiente.

- Critério econômico: Não substitui o critério de otimatilidade econômica, que levará ao mínimo custo total de investimento e operação. Visa estimular a eficiência da alocação de recursos, sendo um importante instrumento de monitoramento entre o sistema planejado e a operação.

Além de definir as métricas e seus parâmetros, é importante avaliar a discretização espacial e temporal das variáveis a serem analisadas para verificar se o sistema está bem atendido em relação ao critério de suprimento proposto.

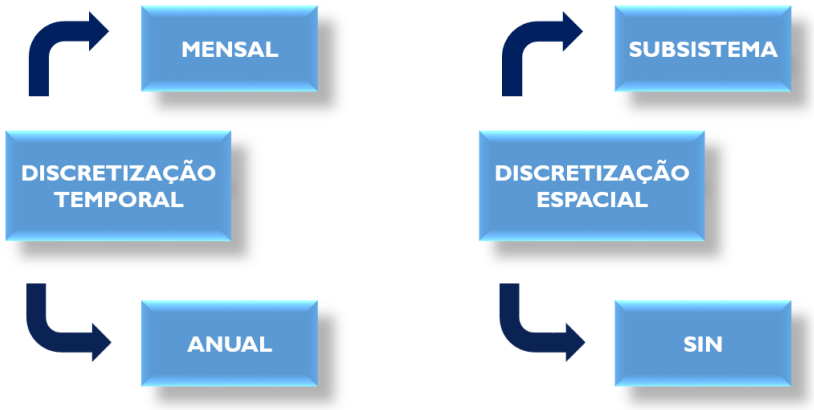


Figura 5 - Discretização Espacial e Temporal

I. Discretização temporal: visa estabelecer em que escala a avaliação de atendimento do sistema será realizada. Pelos modelos de planejamento atuais é possível a avaliação em base mensal ou anual. Para variáveis com comportamento sazonal bem definido é importante considerar a menor discretização possível. Por outro lado, há variáveis que podem ser alocadas em meses diferentes sem alterar os objetivos dos modelos de operação, onde avaliações mais agregadas são mais pertinentes.

II. Discretização espacial: também de acordo com os modelos atualmente utilizados, visa estabelecer se a avaliação de atendimento do sistema irá considerar as variáveis que compõem o critério de suprimento para todo o SIN (Sistema Interligado Nacional), para cada subsistema, ou ainda para o SIN e os subsistemas. A escolha cuidadosa da discretização espacial é especialmente sensível para as métricas que avaliam a segurança do sistema, notadamente, através de variáveis que sinalizam o corte de carga. Isso ocorre, pois o problema matemático pode alocar o corte de carga em um

subsistema ou outro, se não houver restrição de intercâmbio, sem alterar de forma relevante o custo total de operação.

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 se deslocar entre os meses e entre os subsistemas. Isso posto, visando a robustez do critério e estabilidade das análises, é recomendável que a aferição desses déficits se dê em base anual.

Em relação à discretização espacial, quando não há restrição de intercâmbio ativa, a alocação do déficit entre os subsistemas leva a soluções matematicamente equivalentes, o que torna indiferente para o modelo matemático alocar os cortes de carga em um subsistema ou em outro. Nesse sentido, o presente relatório nomeia déficit gerenciável aquele que pode ser redistribuído sem alterar o despacho das usinas e, portanto, sem alterar o custo total de operação. A Figura 6 exemplifica uma situação em que ocorre déficit de 100 MWmédios no subsistema A e o subsistema B não apresenta déficit. No entanto, se o subsistema B pudesse exportar mais 40 MWmédios para o subsistema A, os subsistemas A e B teriam déficit de 60 MWmédios e 40 MWmédios, respectivamente, como indica a Figura 7.

Ressalta-se que é indispensável verificar se há a necessidade de expansão para atender o subsistema com déficit percentualmente elevado em relação à carga ou se a solução matemática é apenas uma possibilidade dentre outras viáveis com o mesmo custo de operação. Portanto, prever uma etapa posterior à otimização/simulação em que se identifique a possibilidade de redistribuição do déficit é fundamental para constatar se a expansão é imprescindível nas situações em que o déficit é concentrado em um determinado subsistema.

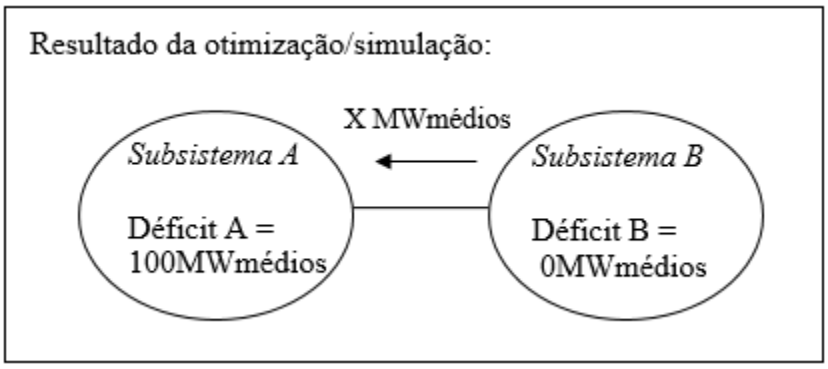


Figura 6 - Déficit resultante da otimização/simulação energética

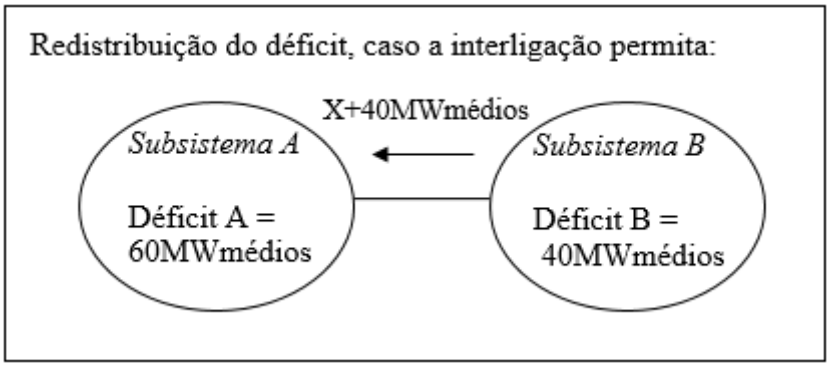


Figura 7 - Redistribuição do déficit sem alterar o despacho/solução do problema, caso a interligação tenha folga para exportar energia do subsistema B para o A.

Por isso, para proceder a avaliação de adequação do critério por subsistema, é necessário avaliar quais déficits são gerenciáveis e quais situações onde os déficits realmente deverão ser alocados nos subsistemas indicados pelo modelo. Assim, propõe-se que as métricas de segurança sejam aferidas para o SIN, com posterior verificação das regiões, assegurando que nenhum subsistema apresente uma concentração de déficit percentualmente elevado em relação à própria carga que não seja gerenciável.

Caso isso ocorra, o critério também não será atendido, mesmo que para o SIN não haja violação do limite.

De forma análoga, do ponto de vista de atendimento instantâneo, o déficit de potência é a variável que sinaliza situações críticas das quais o sistema deve 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. Há de se reconhecer que a qualidade dessa informação vem evoluindo em função do detalhamento dos modelos computacionais e das ferramentas disponíveis. Isso faz com que a precisão na aferição das métricas do critério associadas à capacidade do sistema também evolua, o que naturalmente levará a ajustes nos parâmetros agora definidos.

Assim como o déficit de energia, também é possível o deslocamento entre os meses dos déficits de potência, justificando o uso de métricas anuais para a sua aferição. Por outro lado, a disponibilidade de potência nas usinas hidrelétricas é dependente de outras variáveis operativas que apresentam sazonalidades mais claras, como os níveis de armazenamento e geração total no período, motivo pelo qual sugere-se o uso de, ao menos, uma métrica com discretização mensal. Nesse sentido é proposto que a LOLP seja avaliada em escala anual, dada a

característica não coerente da métrica, e a PNS em escala mensal. Com relação à distribuição espacial, as características descritas para a energia não suprida também valem para potência. Propõe-se, assim, a aferição para o SIN com posterior avaliação por região, garantindo que nenhum subsistema apresente concentração de déficits de potência não gerenciáveis, além do limite estabelecido.

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). Nesse caso, o planejamento continuará buscando a minimização do custo total, o que levará a igualdade entre o CME e o CMO. Porém, o passado recente mostra que a análise apenas em termos médios pode não refletir adequadamente as condições críticas (p. ex. o PMO 01/2015, pois 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), sendo prudente a inclusão de alguma métrica de aversão a risco para avaliar, especificamente, as piores situações. Destaca-se que o CMO é caracterizado por um comportamento mais "suave" ao longo dos meses em relação ao déficit, com a sazonalidade bem marcada, o que permite identificar se o requisito do sistema se diferencia entre os meses e, consequentemente, sinalizar a expansão nos momentos certos. Assim, é proposta a avaliação mensal do CMO para cada região do SIN.

Vale pontuar que outras variáveis poderiam ser utilizadas para avaliação econômica do suprimento nas situações críticas, 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.

Conforme apresentado no item 4.1, a medida de risco $CVaR_{\alpha}$ 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 sistema deseja se proteger. A Tabela 3 apresenta um resumo das métricas propostas:

Tabela 3 – Proposta de métricas para composição do novo critério de garantia de suprimento

Dimensões	**Econômica e de Segurança**
Energia	CVaR (CMO) e CVaR (ENS)
Potência	LOLP e CVaR (PNS)

É importante reforçar que o critério de suprimento tem como objetivo aferir a adequação do suprimento, verificando se o sistema possui oferta suficiente para atender todos os seus requisitos. Em algumas situações os mecanismos de mercado podem não ser suficientes para direcionar os investimentos necessários para a expansão do sistema elétrico, seja por falhas do desenho dos produtos, ou pela percepção de risco diferente entre os agentes. Sempre que a otimização econômica não for suficiente para induzir o investimento necessário (por exemplo, devido à limites de preço no mercado de energia ou a percepções de risco diferentes entre os agentes), o critério deve sinalizar para a contratação de oferta que complemente o atendimento aos requisitos.

O novo critério indicará quais requisitos do sistema são escassos, e a escassez cria a oportunidade de mercado. Assim, toda oferta indicada (seja pela otimização econômica ou pelo critério de suprimento) irá compor a matriz elétrica do futuro, e será um dos elementos que influenciará a formação de preços no mercado de curto prazo. Portanto, a aplicação do critério no planejamento da expansão não deve levar ao aumento dos encargos operativos.

O ONS, para elaboração do planejamento da operação, deverá utilizar o critério de garantia de suprimento para monitorar e avaliar a adequabilidade das condições de atendimento à demanda de energia elétrica do sistema. Esse critério, por sua vez, deverá servir de referência para a realização de análises que poderão ser utilizadas como subsídio na tomada de decisão quanto à necessidade de despacho termelétrico adicional ao indicado pelos modelos de otimização. Assim, a matriz de energia elétrica tende a ficar mais aderente às necessidades do operador com a adoção do novo critério de garantia de suprimento.

5.1. METODOLOGIA PARA DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS ASSOCIADOS ÀS MÉTRICAS

Uma vez definidas as métricas e a discretização 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 por construção (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 visa refletir a percepção de risco e estabelecer o nível de confiança, e seu impacto, adequado. 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 o CVaR do déficit de energia que não ultrapasse esse valor de energia não suprida. Se necessário, de modo a não concentrar todo esse efeito em uma baixa probabilidade, podemos distribuir esse impacto em mais cenários, como ilustrado na Figura 8, 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.

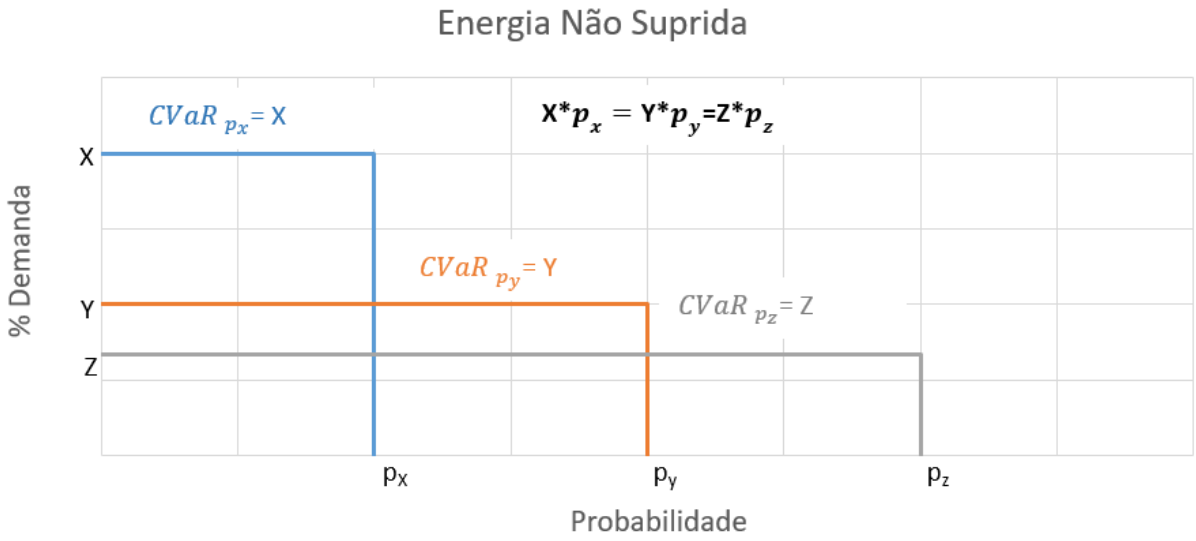


Figura 8 - Relação entre probabilidade (p_x, p_y e p_z) e profundidade (X, Y e Z) do déficit de forma manter a energia não suprida constante ($x*p_x = y*p_y = z*p_z$).

As métricas de segurança associadas ao suprimento de potência devem estar contidas na energia não suprida estabelecida pelo métrica 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 se fossem aceitas 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 forem realizados em escalas inferiores, como por exemplo horárias, e a atualização dos parâmetros se faça necessária.

Outro ponto que merece ser destacado a respeito das análises de potência é com relação à interpretação dos resultados de acordo com o ferramental utilizado. Atualmente os Planos

Decenais de Expansão estimam a capacidade de suprimento de potência com base em uma metodologia própria, que pode ser encontrada em detalhes na Nota Técnica EPE-DEE-NT-035/2017-r2[15]. Esses resultados podem ser avaliados tanto com séries históricas quanto sintéticas de vazões[16]. Como já falado, essa metodologia realiza a análise de potência posteriormente às análises energéticas e a avaliação é feita apenas para as 10 horas mais críticas de cada mês (ou seja, aproximadamente, 1,5% das horas totais). Dessa forma, considerando que as demais horas estejam adequadamente atendidas conforme a análise energética, um risco de não suprimento de potência de 5% apontado no planejamento se refere a uma probabilidade de 5% de corte de carga nas 10 horas mais críticas. Dessa forma, a probabilidade de ocorrência de um evento de corte de carga de escala horária em um mês é de 5% x 1,5%, o que resulta em 0,075%.

Com relação ao parâmetro a se utilizar, a reserva operativa[17] se mostra como um bom balizador para se estabelecer os níveis aceitáveis, considerando a violação da reserva e o corte efetivo de carga.

Por fim, o critério de segurança econômica, representado na proposta aqui apresentada pelo CVaR do CMO, deve considerar os riscos de déficit e operação de tecnologias para atender os requisitos de potência (que tendem a apresentar os custos variáveis mais elevados), assim como outros valores de custos variáveis de operação que se julgue necessário, com sua expectativa de despacho. A Figura 9 ilustra a forma como esse parâmetro pode ser definido.

[15] Essa metodologia vem sendo constantemente atualizada, fruto de discussões em diferentes fóruns nacionais e internacionais, não obstante seja reconhecida a necessidade de novos avanços.
A EPE se mantém aberta para o diálogo e conta com a colaboração de todos os agentes nesse contínuo processo de aperfeiçoamento. Para estimular cada vez mais esse ambiente de produtiva discussão, a EPE está trabalhando para disponibilizar aos agentes, ainda no primeiro semestre de 2020, a ferramenta de cálculo utilizada.
[16] Até o PDE 2029 essa análise vem sendo feita com séries históricas de vazões.
[17] Atualmente, os estudos de planejamento da expansão, realizados pela EPE, e da operação, realizados pelo ONS, consideram requisitos de reserva operativa associados à demanda e a variação na geração das fontes não controláveis.

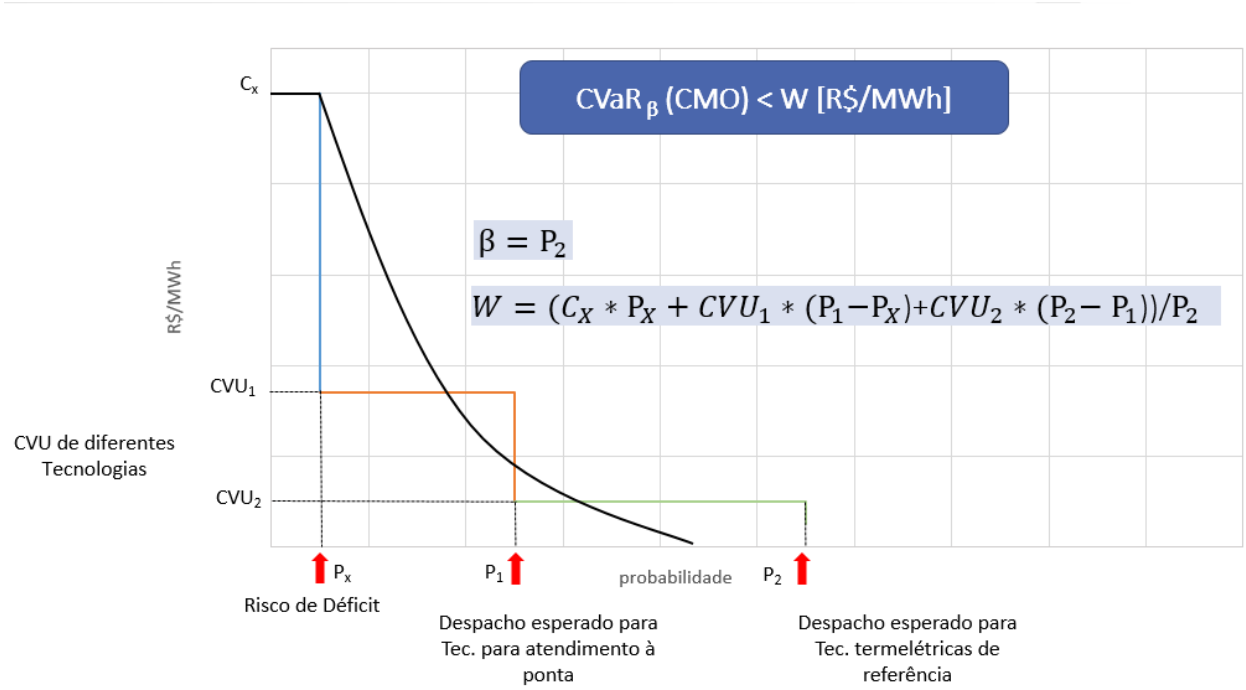


Figura 9 - Custo Marginal de Operação considerando a operação de tecnologias que atendam aos requisitos de potência.

O nível de confiança definido no $CVaR_{\alpha}$ 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 interpretada como um limitante para o risco de déficit de baixa magnitude, pois eles seriam capturados no CMO, mas não seriam pelo CVaR de energia não suprida (que considera a médias dos piores cenários, mas não analisa a probabilidade total). Em seguida, devemos considerar as tecnologias de alto custo variável, que deverão fazer parte do sistema para garantir a segurança operativa. O CVaR(CMO) deverá considerar que elas irão operar com um fator de despacho compatível com aqueles estabelecidos nos estudos que sinalizaram a sua necessidade para o sistema. Caso essas plantas operem com maior frequência do que aquela para a qual foram indicadas, o CVaR(CMO) dará o sinal para o planejamento de que tecnologias mais eficientes são economicamente benéficas, e os órgãos responsáveis poderão tomar medidas em resposta a esse sinal. Seguindo essa lógica para os principais pontos relevantes, podemos definir o CVaR(CMO) de modo compatível com todos os parâmetros propostos.

Em outras palavras, a métrica CVaR(CMO) também traz consigo uma dimensão de segurança, além da econômica, e está sensivelmente conectada à visão de planejamento, responsável por aferir se o uso das tecnologias indicadas está coerente com o que foi planejado e com o serviço prestado por elas.

É importante frisar que a compatibilidade entre os parâmetros para as diferentes métricas garante que nenhuma delas se torne dominante em relação às outras, mantendo o papel que cada uma tem no mapeamento do sistema e a clara distinção de qual está se mostrando restritiva. 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.

5.2. DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS ASSOCIADOS ÀS MÉTRICAS

Com o recente movimento de penetração de fontes renováveis não controláveis, alguns sistemas de potência no mundo vêm rediscutindo seus critérios de suprimento, reavaliando os seus limites de adequabilidade e considerando o significado econômico e os impactos desses limites ao considerar os mercados de energia. A menos de momentos de grandes disrupturas, como alguns sistemas no mundo têm passado, a atualização de métricas e critérios de suprimento usualmente busca manter os limites adotados anteriormente, considerando apenas os ganhos de precisão, tanto estatístico quanto de aferição. Para o sistema brasileiro, devido à característica atual da matriz e a composição prevista para os próximos anos, entende-se ser pertinente a alteração das métricas buscando manter os níveis que vêm sendo praticados no passado recente. Nesse sentido, são propostos os parâmetros a seguir.

I. CVaR da Energia Não Suprida ($CVaR_{\alpha}$ (ENS) ≤ K [% Demanda])

Em termos de energia não suprida (ENS) propõe-se o uso da métrica $CVaR_{\alpha}$ (ENS) < K [% Demanda], que faz a média dos α piores cenários em relação ao déficit e compara com o limite k.

É importante considerar que o modelo computacional atualmente utilizado no planejamento da operação e expansão tem apresentado baixos níveis de corte de carga. Para que o parâmetro proposto consiga capturar as situações onde medidas corretivas sejam necessárias, mesmo com

esse possível viés otimista das ferramentas, deve-se estabelecer parâmetros condizentes com esse uso. Nesse sentido, para balizar uma situação crítica vivida no passado recente, pode-se considerar a simulação do PMO de janeiro de 2015. Nesse caso, o risco de déficit foi de cerca de 10%, com cortes de carga próximos ao primeiro patamar de déficit, de 5% da demanda. Nas demais simulações analisadas, o risco de déficit tem se mostrado, em geral, inferior a 1% dos cenários. Nesse sentido, de modo a estabelecer um parâmetro que, com os modelos computacionais atuais, dê a sinalização de criticidade da operação, mas não induza medidas corretivas desnecessariamente, propõe-se como critério o $CVaR_{1\%}$ < 5% [Demanda] para o SIN. A Tabela 4 apresenta os valores de CVaR ENS para as simulações consideradas nessa avaliação.

É importante destacar que o modelo de otimização utilizado no planejamento da expansão e da operação e no cálculo de garantia física não considera o fluxo de potência. Assim, quando não há restrição de intercâmbio ativa, a alocação do déficit entre os subsistemas leva a soluções matematicamente equivalentes, o que torna indiferente alocar os cortes de carga em um subsistema ou em outro.

Por isso, para proceder a avaliação de adequação do critério por subsistema, é necessário avaliar quais déficits são gerenciáveis (ou seja, sua alocação espacial se deve apenas ao resultado matemático do modelo computacional) e quais situações onde os déficits realmente deverão ser alocados nos subsistemas indicados pelo modelo. Apenas os déficits superiores a 5% da demanda do SIN ou aqueles superiores a 5% da demanda de algum subsistema que não possam ser gerenciáveis, ou seja, redistribuídos sem alterar o despacho das usinas, indicarão a necessidade de medidas corretivas na expansão.

Tabela 4 - Avaliação do critério pela métrica CVaR da Energia Não Suprida

Casos PMO	
01/2015	5.07%
02/2019	2.03%

PDE 2026		PDE 2027		PDE 2029	
Caso de Referência	1.45%	Caso de Referência	0.7%	Caso de Referência	0.4%
Caso com Demanda Alta	1.75%	Caso Restrição de Gás	1.0%	Caso Mercado Baixo	0.6%
Sem UHE e mais usinas a Carvão	1.12%	Caso alteração no Mercado	0.7%	Caso Mercado Alto	0.4%
				Caso Gás	0.4%

Casos GF	
ROGF_2017_NW_23	1.2%
LEN_2017_A-6_NW_23	1.1%
LEN_2019_A-6_NW_25	1.3%
LEN_2019_A-6_NW_250601	1.2%
LEN_2019_A-6_NW_250601_Prev	0.6%

Considerando os argumentos expostos, propõe-se avaliar o $CVaR_{1\%}$ (ENS) ≤ 5 [% Demanda] em base anual para o SIN. Adicionalmente, deve-se avaliar se nenhum subsistema apresenta $CVaR_{1\%}$ (ENS) > 5 [% Demanda] em base anual, sem que esse corte de carga possa ser gerenciável.

II. LOLP (Loss of Load Probability/Probabilidade de Perda de Carga)

A LOLP é uma métrica empregada internacionalmente para avaliar o sistema em termos de suprimento de potência. No caso brasileiro, como a disponibilidade de potência é dependente, em grande parte, da operação dos reservatórios das usinas hidrelétricas, entende-se que, em um primeiro momento, considerar os atuais 5% de risco seja um primeiro passo adequado para a introdução desse critério. Além disso, como destacado anteriormente, essa métrica se refere ao atendimento dos momentos mais críticos, e não durante todo o mês ou ano. Assim, a interpretação desse parâmetro deve ser de que "o risco de não atendimento às maiores

demandas instantâneas será inferior a LOLP estabelecida". Referências internacionais, em sistemas com predominância hídrica, utilizam parâmetros semelhantes. Em sistemas de menor predominância hidrelétrica, utiliza-se como parâmetro 1 ocorrência a cada 10 anos, o que é

mais restritivo, como no PJM. À medida que o sistema elétrico brasileiro e os estudos relacionados ao suprimento de potência evoluam, a migração para critérios mais severos pode se fazer necessária. A Tabela 5 apresenta os valores de LOLP para as simulações consideradas nessa avaliação.

Tabela 5 - Avaliação do critério pela métrica LOLP

PDE 2026		**PDE 2027**	
Caso de Referência	6%	Caso de Referência	2%
Caso com Demanda Alta	4%	Caso alteração no Mercado	2%
Sem UHE e mais usinas a Carvão	3%		
PDE 2029		**PMO**	
Caso de Referência	4%	02/2019	8%
Caso Mercado Baixo	4%		
Caso Mercado Alto	1%		
Caso Gás	4%		

Pelos resultados apresentados, o cenário de referência do PDE 2026 indicaria uma pequena necessidade de expansão adicional de potência, enquanto o PDE 2027 aceitaria uma pequena redução de oferta. Isso pode ser interpretado como uma pequena variação a medida em que a indicação explícita de potência vem evoluindo, mas demonstra que nenhuma mudança significativa da oferta se faria necessária. Já o PDE 2029 indica a aderência ao critério proposto. Vale destacar também que pela análise do PMO de fevereiro de 2019, momento no qual se fez necessário o despacho adicional fora da ordem de mérito pelo Operador, essa métrica também poderia capturar a criticidade da conjuntura.

Considerando os argumentos expostos, propõe-se que a LOLP deve ser menor ou igual a 5% para o SIN em base anual.

III. CVaR da Potência Não Suprida ($CVaR_{\delta}$ (PNS) ≤ R [% Demanda])

Além de mensurar a probabilidade de não atender aos requisitos de potência do sistema, também é necessário quantificar a profundidade da potência não suprida (PNS). Assim, propõe-se avaliar a profundidade média da PNS nos 5% piores cenários (δ), definidos como limite da LOLP, para o SIN em base mensal.

Como limite para a métrica, sugere-se o uso da reserva operativa associada à demanda, que atualmente é de 5% da demanda máxima. Dessa forma, o critério de suprimento explicitaria situações indesejadas de redução da reserva operativa, o que pode afetar a segurança do sistema, e situações mais críticas de corte de carga. Ao associar a LOLP de 5% anual com o $CVaR_{5\%}$ da potência não suprida limitado a reserva operativa, será garantido que, em pelo menos 95% do tempo a reserva operativa associada à demanda estará plenamente atendida, em 5% dos cenários ela poderá ser reduzida e, em menos de 5% dos cenários poderá haver corte de pequena duração no sistema.

A Tabela 6 apresenta os resultados de $CVaR_{5\%}$ (PNS) para as análises consideradas. Os resultados apresentados corroboram com a avalição da LOLP, no que diz respeito à evolução das necessidades caso fosse aplicado o critério proposto nos Planos Decenais passados. Destaca-se também a aderência do PDE 2029 ao critério e a sinalização que poderia ser dada no PMO de fevereiro de 2019.

Assim como na avaliação da Energia Não Suprida, após a avaliação da adequação do critério de Potência Não Suprida para o SIN, deve-se realizar a análise da adequação por subsistema, garantindo que nenhuma região estará concentrando o déficit e que, portanto, apresente condições de atendimento diferente das demais. Essa avaliação permitirá capturar restrições do sistema de transmissão que possam comprometer o suprimento de potência de alguma região específica e sinalizar, se for o caso, para a necessidade de indicação de expansão locacional.

Tabela 6 - Avaliação do critério pela métrica CVaR da Potência Não Suprida

PDE 2026		PDE 2027	
Caso de Referência	6.0%	Caso de Referência	2.7%
Caso com Demanda Alta	7.8%	Caso alteração no Mercado	3.9%
Sem UHE e mais usinas a Carvão	6.1%		

PDE 2029		PMO [18]	
Caso de Referência	4.1%	02/2019	6.5%
Caso Mercado Baixo	5.1%		
Caso Mercado Alto	1.0%		
Caso Gás	3.7%		

Considerando os argumentos expostos, propõe-se avaliar o $CVaR_{5\%}$(PNS) ≤ 5 [% da Demanda Máxima Instantânea] em base mensal para o SIN. Esse critério sinaliza que a interrupção média para os 5% piores cenários seja equivalente ao requisito de reserva operativa relacionado à demanda. Adicionalmente, deve-se avaliar se nenhum subsistema apresenta $CVaR_{5\%}$ (PNS) > 5 [% Demanda] em base mensal, sem que esse corte de carga possa ser gerenciável.

IV. CVaR do CMO (CVaR β (CMO) ≤ W [R$/MWh])

Considerando a metodologia proposta na seção 5.1 é possível encontrar, para o nível de confiança (β), o limite da métrica (W) para avaliar se o sistema está atendido em relação à métrica que segue uma abordagem econômica. Como a métrica CVaR busca analisar os cenários mais críticos, e considerando a característica da curva de distribuição do CMO para o modelo computacional vigente e para a configuração de referência do sistema mais recente, sugere-se que o nível de confiança (β) não seja superior a 10%. Para os valores de CMO em cada nível dessa distribuição, sugere-se:

(i) 1% de risco de déficit, aderente ao critério de Energia Não Suprida;

[18] Para a avaliação da métrica de potência do critério de suprimento, não foi realizada a simulação com o PMO Janeiro/2015, pois essa avaliação requer um detalhamento dos dados da simulação da operação por reservatório equivalente de energia (REE), conforme metodologia descrita na nota técnica EPE-DEE-NT-035/2017-r2. No entanto, esse detalhamento por REEs não existia à época do PMO de Janeiro/2015. Desta forma, o suprimento de potência no PMO foi avaliado apenas para o mês de Fevereiro/2019, pois é um caso com um maior detalhamento da representação dos REEs e representativo de uma situação em que houve despacho fora da ordem de mérito.

(ii) 4% dos cenários com CMO = CVU de referência para as tecnologias indicativas para o suprimento de potência, aderente ao despacho esperado dessas tecnologias;

(iii) 5% dos cenários com CMO = CVU de tecnologias termelétricas de referência.

Ao construir a distribuição dos 10% piores cenários de CMO dessa forma, além de estabelecer no critério de planejamento uma indicação para expansão de tecnologias que capturem os preços elevados e os reduzam nos cenários mais críticos, é possível também aferir, de uma forma direta, se o sistema planejado está realmente operando como se espera. Essa sinalização é um importante retorno a ser dado para o processo de planejamento e poderá impactar no montante dos produtos a serem contratados. Para estabelecer esse parâmetro, abaixo são apresentados gráficos análogos ao da Figura 9, para os parâmetros utilizados em cada um dos três últimos PDE.

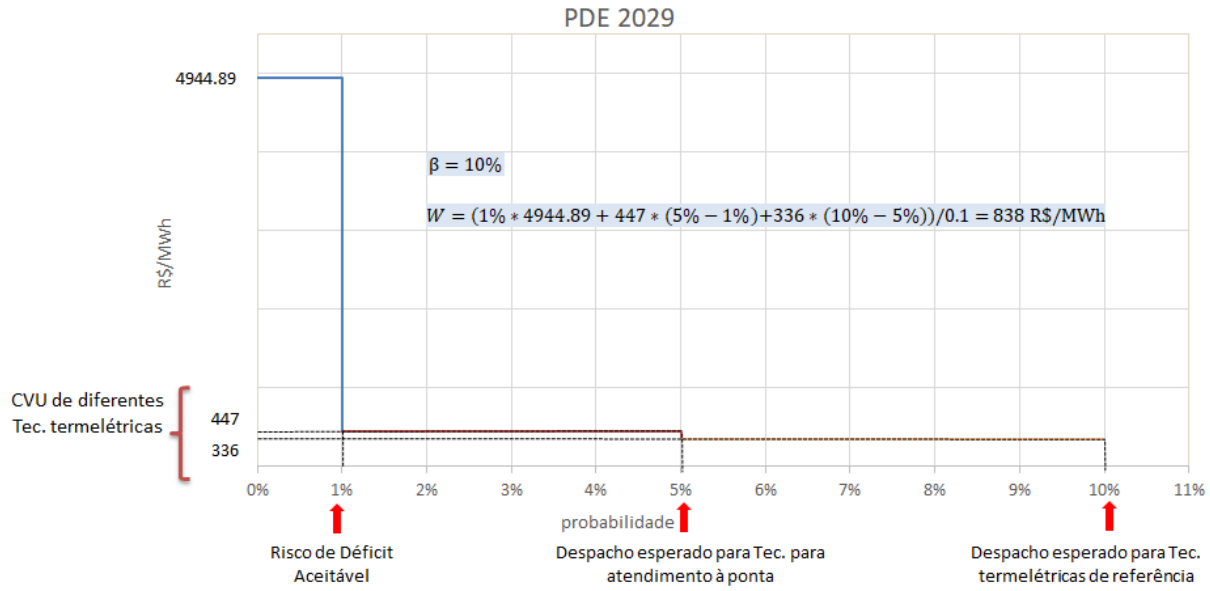


Figura 10 - Curva para definição dos parâmetros do CVaR do CMO, considerando o PDE 2029.

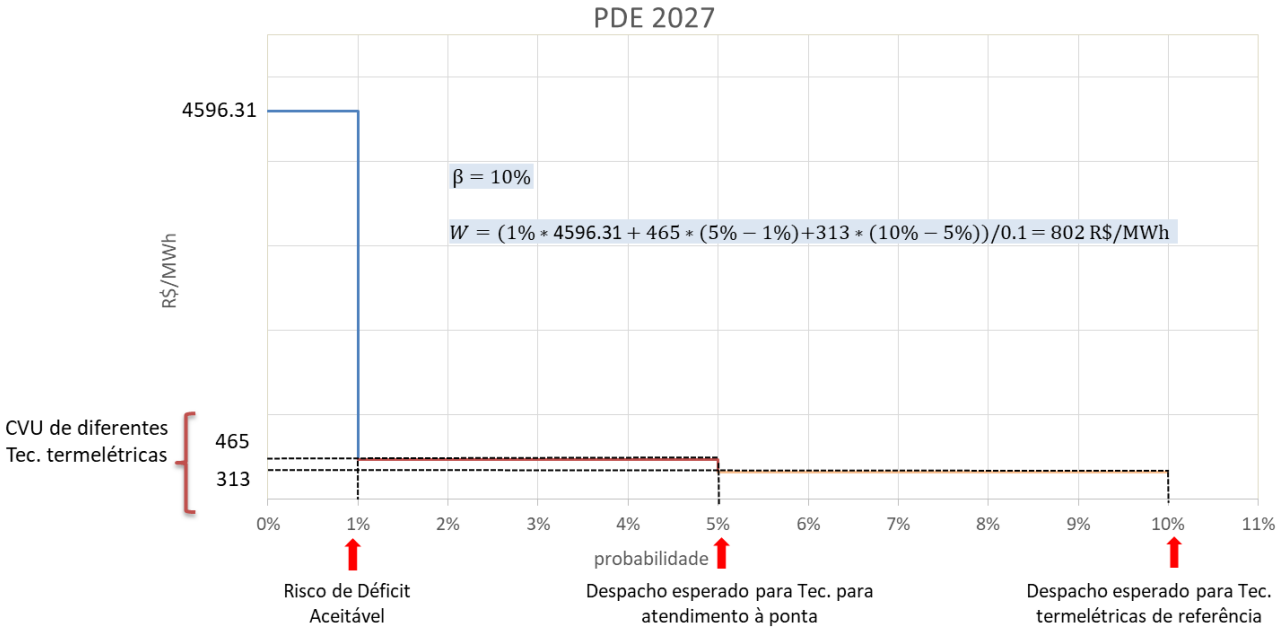


Figura 11 - Curva para definição dos parâmetros do CVaR do CMO, considerando o PDE 2027.

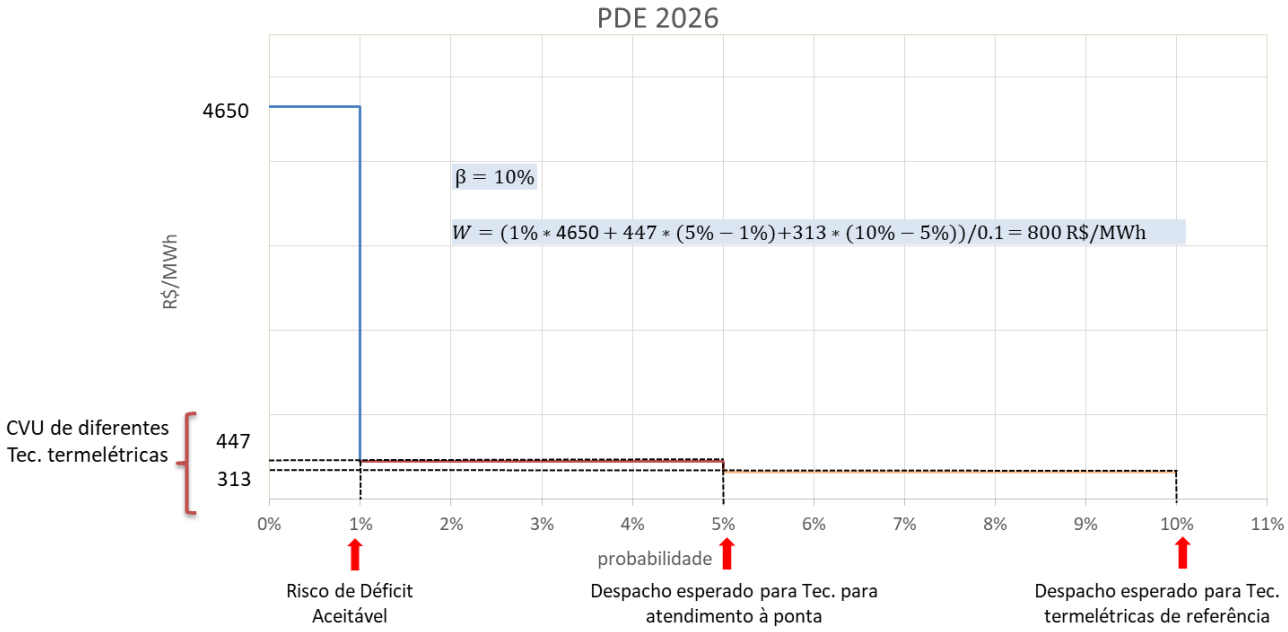


Figura 12 - Curva para definição dos parâmetros do CVaR do CMO, considerando a matriz do PDE 2026.

Aplicando a metodologia proposta para os parâmetros utilizados no PDE 2026, 2027 e 2029, observa-se uma estabilidade com valores próximos a R$ 800/MWh, como apresentado nas Figura 10, Figura 11 e Figura 12 para o limite do CVaR do CMO.

Essa metodologia proposta é diretamente aplicável para a vigência dos preços horários. Entretanto, enquanto isso não ocorre, o despacho esperado das tecnologias pode ser

interpretado em termos de probabilidade de ocorrência de cenários que levem a sua operação, e não especificamente ao tempo de despacho.

Considerando os mesmos Planos Decenais utilizados para estabelecer o parâmetro, podemos aferir se a expansão indicativa seria suficiente para atendê-lo. A Tabela 7 apresenta os valores de $CVaR_{10\%}$ (CMO) para o PDE 2026, 2027 e 2029 (incluindo o cenário de referência e alguns *what if*), para cinco casos de Garantia Física, além de dois casos de PMO.

Tabela 7 - Avaliação do critério pela métrica CVaR do CMO.

PDE 2026		**PDE 2027**	
Caso de Referência	578 R$/MWh	Caso de Referência	645 R$/MWh
Caso com Demanda Alta	639 R$/MWh	Caso Restrição de Gás	633 R$/MWh
Sem UHE e mais usinas a Carvão	615 R$/MWh	Caso alteração no Mercado	622 R$/MWh
PDE 2029		**PMO**	
Caso de Referência	747 R$/MWh	01/2015	2.705 R$/MWh
Caso Mercado Baixo	751 R$/MWh	02/2019	1.014 R$/MWh
Caso Mercado Alto	883 R$/MWh		
Caso Gás	685 R$/MWh		
Casos GF			
ROGF_2017_NW_23		772 R$/MWh	
LEN_2017_A-6_NW_23		626 R$/MWh	
LEN_2019_A-6_NW_25		906 R$/MWh	
LEN_2019_A-6_NW_250601		951 R$/MWh	
LEN_2019_A-6_NW_250601_Prev		973 R$/MWh	

Para o PDE, percebemos que o único cenário que exigiria alguma ação adicional, além da otimização econômica, seria o cenário de Mercado Alto do PDE 2029. Já para os estudos de cálculo de Garantia Física, seria necessário reajustar a carga para os casos baseados no Leilão

de Energia Nova A-6 de 2019. Por fim, para o PMO, considerando dois momentos onde o ONS precisou fazer uso de despacho fora da ordem de mérito, o valor resultante associado à métrica $CVaR_{10\%}$ (CMO) teria violado o limite de R$800/MWh.

Considerando os argumentos expostos, propõe-se avaliar o $CVaR_{10\%}$ (CMO) ≤ 800 [R$/MWh] para cada subsistema e com discretização mensal.

5.3. OPERACIONALIZAÇÃO

Para que o novo critério de garantia de suprimento exerça seu papel de induzir a expansão da oferta, complementando-a quando essa não é feita apenas pela lógica econômica, é preciso que ele faça parte dos processos de planejamento da expansão. Idealmente, deve-se buscar a internalização do critério 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 requerer outros avanços necessários que viabilizem 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 ao novo critério de suprimento.

5.3.1. PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA

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 está passando a ser restrito também em potência (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 13 representa esse processo, considerando o critério de suprimento vigente.

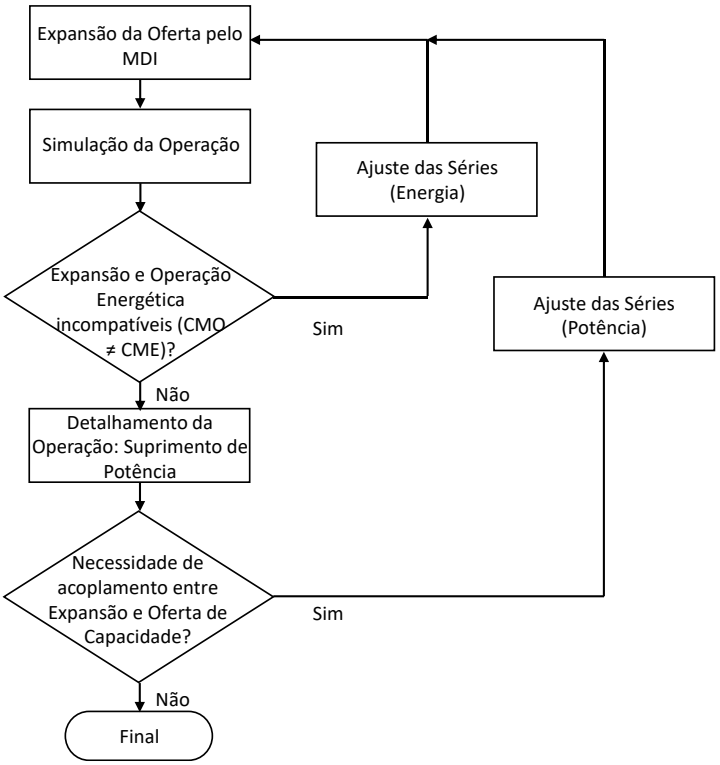


Figura 13 - Etapas de solução do problema da expansão.

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[19], a escolha das séries hidrológicas é a variável de controle para adequar a estimativa de operação desse modelo à operação energética e de potência.

Atualmente, o critério de suprimento vigente busca a igualdade entre CME e CMO com risco de déficit inferior a 5%. A aferição desses critérios pode ser feita com baixa resolução temporal, já o novo critério de suprimento, proposto nesse documento, é composto por métricas em escalas

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

anuais e mensais. Isso exigirá uma adequação dos processos de elaboração do PDE para que se tenha maior precisão na indicação da oferta.

Uma vez garantido o acoplamento entre as etapas, com a discretização necessária, é possível adaptar o processo de ajuste do PDE ao critério proposto. O procedimento utilizado deve considerar a principal função do critério de suprimento para os processos de expansão: adequar a oferta de geração de energia elétrica e/ou capacidade de interligação entre submercados sempre que a otimização econômica não seja suficiente para atende ao critério em suas dimensões econômica e de segurança, ou seja, a sinalização de expansão fornecida pela otimização econômica não esteja compatível com a percepção de risco de falhas no suprimento ao SEB. 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 essa variável for alterada no MDI, aumentando o seu valor, por exemplo, de modo a levar o sistema a uma indicação de oferta maior, como consequência, se observará redução do risco de déficit, da energia não suprida e do CMO nos cenários mais críticos. 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.

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 14 apresenta o fluxograma desse processo.

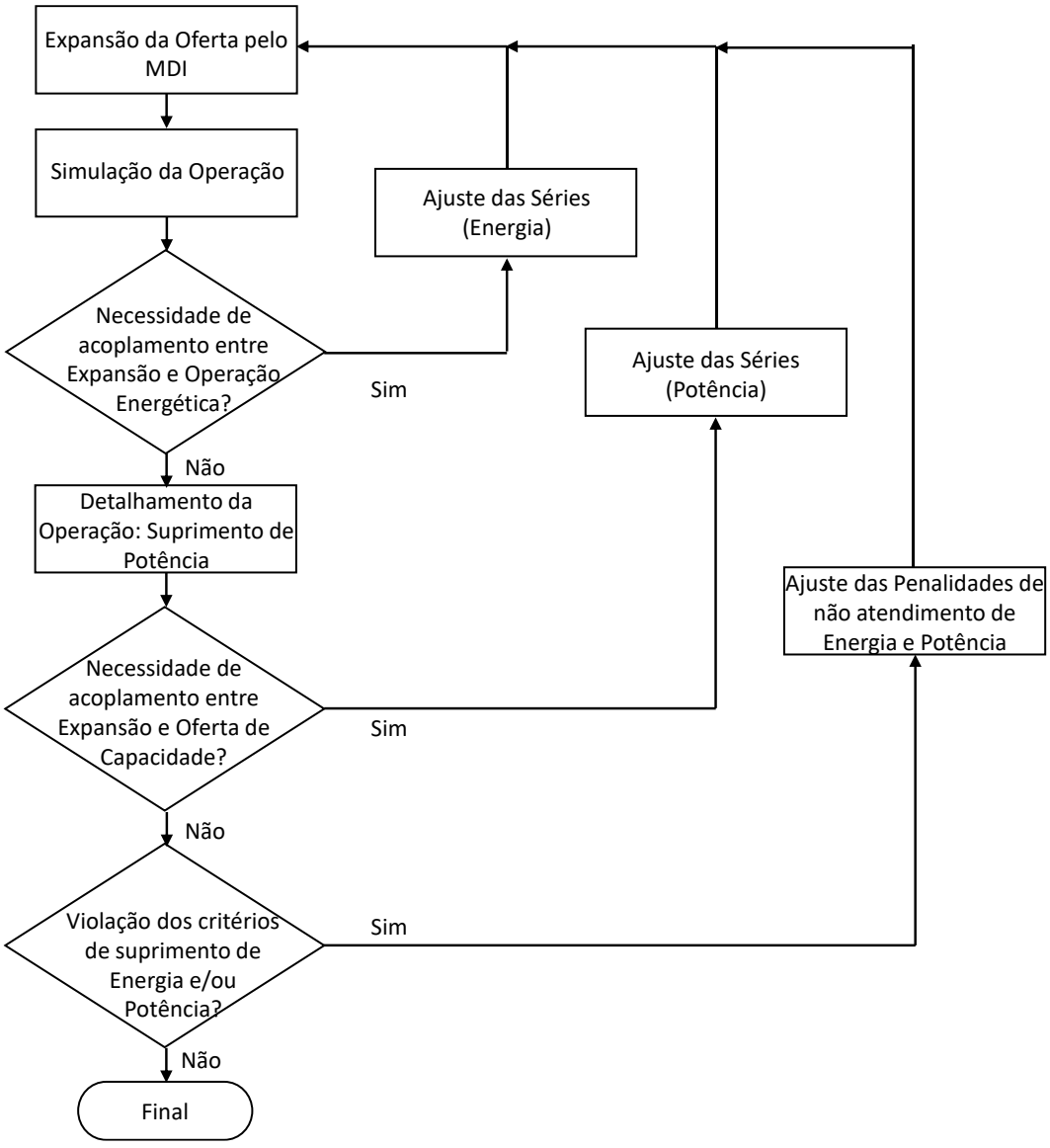


Figura 14 – Fluxograma do procedimento para adequação do PDE ao novo critério de suprimento.

Embora não detalhada no fluxograma da Figura 14, a avaliação relacionada às restrições do sistema de transmissão é realizada a partir da utilização dos limites das interligações entre os submercados nos modelos. A fim de garantir uma coordenação eficiente do planejamento determinativo da expansão do sistema de transmissão com a expansão indicativa da oferta de geração, o planejamento vem elaborando, nos últimos anos, os denominados estudos prospectivos de expansão da transmissão, que objetivam propiciar flexibilidade ao SIN, de modo a evitar que eventuais gargalos na transmissão possam ser um fator de não atendimento ao critério de suprimento considerando suas duas dimensões, energia e potência.

Ainda no âmbito do PDE, há um processo interativo entre o planejamento da geração e da transmissão, onde são analisados os resultados das simulações energéticas, com foco nas

permanências dos fluxos nas interligações entre subsistemas, com o objetivo de compatibilizar as necessidades energéticas com questões relacionadas ao desempenho elétrico do sistema interligado que, observados os prazos usuais de implantação das obras de transmissão, poderão culminar com a indicação de expansão da capacidade de interligação.

Uma vez estabelecida a alteração necessária no fluxo de trabalho do Plano Decenal, é possível estimar os eventuais impactos que o novo critério de suprimento trará e, assim, separá-los em duas naturezas: (i) causados pela mudança de processo para trazer maior discretização da expansão; (ii) causados especificamente pela mudança de critério.

De acordo com os resultados apresentados na seção 5.2, a otimização econômica dos últimos Planos Decenais levaria ao atendimento do novo critério relacionado ao suprimento de energia, proposto neste documento. Portanto, não é esperado que a introdução do novo critério gere mudanças significativas na expansão indicativa dos próximos PDE. Os possíveis impactos tendem a ocorrer, portanto, na indicação de oferta para suprimento de potência, para a qual não existe, até o momento, o estabelecimento de critérios formais.

Com relação aos impactos pela mudança de processo, ao analisar o sistema com maior discretização temporal espera-se maior assertividade na indicação da expansão. Isso pode levar a mudanças na alocação temporal da oferta. Entretanto, como o Plano Decenal 2029 foi elaborado com o uso dos parâmetros propostos para suprimento de potência, não é esperado que ocorram mudanças significativas no montante total.

5.3.2. GARANTIA FÍSICA DE ENERGIA

A garantia física de energia do Sistema Interligado Nacional - SIN é definida como a máxima quantidade de energia que o sistema pode suprir a um dado critério de garantia de suprimento. Esta energia é rateada entre todos os empreendimentos de geração que constituem o SIN a fim de se obter os valores individuais com vistas à comercialização de energia, via contratos.

A metodologia de cálculo de garantias físicas de energia de empreendimentos termelétricos e hidrelétricos despachados centralizadamente pelo ONS, conforme Portaria MME nº 101, de 22 de março de 2016, consiste nos seguintes passos:

i. Determinação da oferta total de garantia física de energia do SIN;

ii. Individualização da garantia física de energia do SIN por usina.

A determinação da oferta total de garantia física é obtida por processo iterativo, por simulação estática da operação do sistema hidrotérmico, empregando-se o modelo NEWAVE.

Considerando o critério de garantia de suprimento vigente[20] até a publicação da Resolução CNPE nº 29/2019, o processo iterativo de ajuste da oferta total de garantia física de energia do SIN era considerado convergido quando o critério de igualdade entre CMO e CME fosse atendido, admitida a tolerância de R$ 2/MWh, definida na Portaria MME nº 150/2019[21], respeitado o limite de risco de déficit de energia em todos os subsistemas.

A Resolução CNPE nº 29/2019 estabelece um novo critério de garantia de suprimento para aferição da adequabilidade do atendimento à energia do sistema, a ser utilizado no cálculo das garantias físicas de energia, considerando as seguintes métricas:

- Valor esperado condicionado a determinado nível de confiança (CVaR) do custo marginal de operação (CMO); e
- Valor esperado condicionado a determinado nível de confiança (CVaR) de insuficiência da oferta de energia (Energia Não Suprida).

A Portaria nº 59/2020 define os seguintes limites máximos e níveis de confiança para cada uma das métricas que devem ser utilizados na aplicação do critério de garantia de suprimento:

- Para o valor esperado do Custo Marginal de Operação – CMO, condicionado ao nível de confiança de dez por cento, $CVaR_{10\%}$(CMO), calculado em base mensal, o limite será de 800 R$ /MWh para cada subsistema admitida uma tolerância de 30 R$/MWh[22]; e
- Para o valor esperado de insuficiência da oferta de energia (Energia Não Suprida - ENS), condicionado ao nível de confiança de um por cento, $CVaR_{1\%}$(ENS), calculado em base anual, o limite será de 5% da demanda anual por energia de cada subsistema do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Em casos de garantia física, por se tratarem de casos estáticos, considera-se que os cinco anos de estudos são equivalentes entre si e, portanto, o CVaR(CMO) é calculado agregando-se as amostras dos cinco anos de estudo, em base mensal, ou seja, são calculados 12 valores de CVaR(CMO), um para cada mês, com uma amostra de 10.000 elementos (2.000 séries

[20] O critério de garantia de suprimento vigente até a publicação da Resolução CNPE nº 29/2019 foi estabelecido na Resolução CNPE nº 9, de 28 de julho de 2008.
[21] Portaria MME nº 150, de 28 de fevereiro de 2019.
[22] Definida na Portaria nº 74/GM, de 02 de março de 2020. A Nota Técnica EPE-DEE-RE-013-2020-r0 apresenta as avaliações que subsidiaram o valor de tolerância de 30 R$/MWh para a igualdade entre $CVaR_{10\%}$(CMO) e seu limite (800 R$/MWh).

hidrológicas x 5 anos). Ressalta-se que o limite deve ser respeitado em todos os 12 valores de CVaR(CMO).

O CVaR(ENS) é calculado com base em uma amostra de valores mensais de déficit de todos os anos do período de estudo, totalizando 120.000 elementos (2.000 séries hidrológicas x 5 anos x 12 meses). O limite deve ser atendido para esse valor único de CVaR(ENS).

O Apêndice III apresenta, de forma esquemática, como são obtidos os valores de CVaR(CMO) e CVaR(ENS) para o cálculo de garantia física.

Adicionalmente à observância das métricas estabelecidas, a igualdade entre CMO e CME também será considerada, assegurando o acoplamento entre o cálculo de garantia física e os estudos de planejamento da expansão do sistema elétrico, conforme artigo 6º da Resolução CNPE nº 29/2019. Entretanto, se a otimização econômica não for suficiente para prover a adequabilidade do suprimento de energia, a igualdade entre CMO e CME poderá não ser atendida, mas será necessário obter para, pelo menos, uma das métricas do critério, a igualdade ao respectivo limite.

Em resumo, o processo iterativo de ajuste da carga crítica deve atender aos seguintes requisitos:

a) CMO=CME com $CVaR_{10\%}$(CMO)<=800R$/MWh (em todos os meses) e $CVaR_{1\%}$(ENS)<=5%, admitindo-se a tolerância de 2 R$/MWh para o CMO;

Se a) não for obtido, altera-se a carga crítica até obter b) ou c):

b) $CVaR_{10\%}$(CMO)=800R$/MWh (em, pelo menos, um mês), admitindo-se a tolerância de 30R$/MWh, $CVaR_{10\%}$(CMO)<=800R$/MWh (nos demais meses) e $CVaR_{1\%}$(ENS)<=5%;

c) $CVaR_{1\%}$(ENS)=5% e $CVaR_{10\%}$(CMO)<=800 R$/MWh (em todos os meses).

A adequação do processo de cálculo da garantia física considerando o novo critério de suprimento pode ser observada no fluxograma da Figura 15.

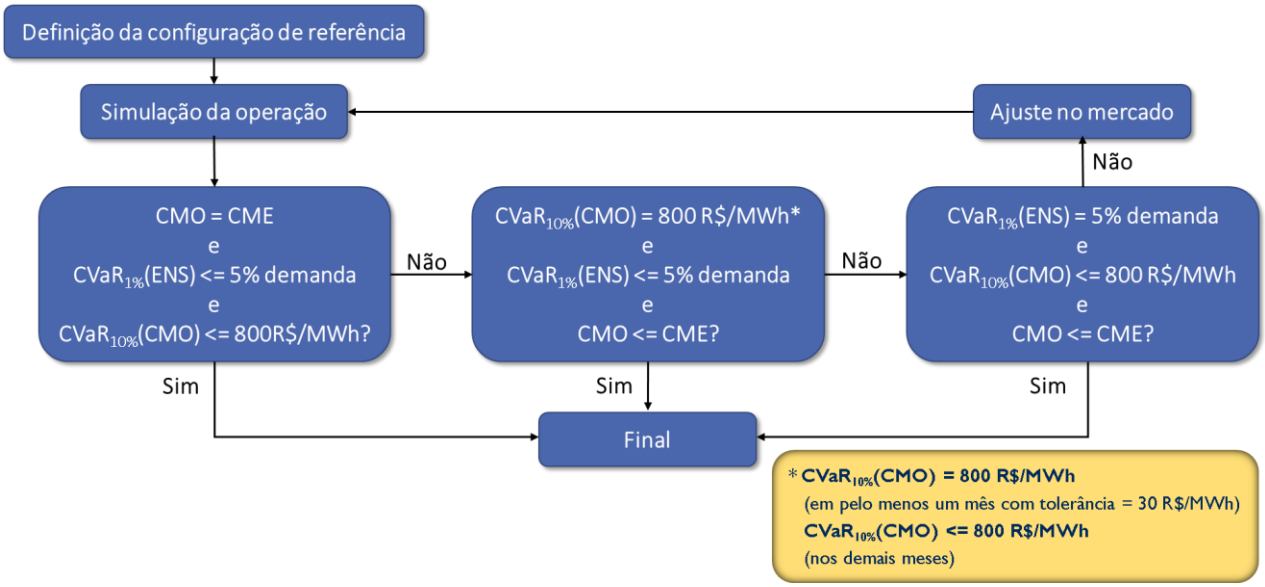


Figura 15 - Fluxograma do processo de convergência da carga crítica considerando o novo critério de suprimento.

Por fim, ressalta-se que, como a garantia física avalia a contribuição em termos de energia associada a um empreendimento a partir de um critério de suprimento estabelecido, as métricas associadas à avaliação do atendimento aos requisitos de potência do novo critério de suprimento não serão incorporadas neste processo, devendo ser objeto de avaliações futuras no caso da definição de lastro de capacidade.

A aplicação do processo de convergência da carga crítica considerando o novo critério de suprimento foi apresentada no Informe Técnico EPE-DEE-IT-018-2020-r0[23] para o Caso Base do LEN A-4/2020[24] e será reproduzida a seguir.

Primeiramente, procurou-se atender ao critério de otimalidade econômica (igualdade entre CMO e CME), considerando o CME de 247 R$/MWh.

Para a carga crítica no valor de 91.190 MWmed, foi obtida a igualdade entre CMO e CME, admitida a tolerância de 2 R$/MWh. Observa-se nos resultados apresentados na Figura 16 a seguir, que $CVaR_{1\%}(ENS)<=5\%$ no SIN e em cada um dos subsistemas, porém a restrição $CVaR_{10\%}(CMO)<=800$ R$/MWh não foi atendida em nenhum mês.

[23] Disponível em https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-445/EPE-DEE-IT-018-2020.pdf

[24] Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-445/CB_LEN%20A-4%202020.zip

CMO

Subsistema	CMO médio
SE/CO	247,81
S	247,81
NE	247,80
N	247,80

$CVaR_{1\%}$(ENS)

SIN	0,299%
SE/CO	0,334%
S	0,531%
NE	0,000%
N	0,194%

$CVaR_{10\%}$(CMO)

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
SE/CO	876,37	925,14	933,97	900,07	896,00	921,76	939,09	970,87	966,70	997,16	1007,70	913,02
S	876,37	925,15	933,97	900,07	896,01	921,77	939,09	970,88	966,70	997,16	1007,71	913,02
NE	876,36	925,14	933,97	900,07	896,00	921,76	939,08	970,87	966,70	997,15	1007,70	913,02
N	876,36	925,14	933,97	900,06	896,00	921,76	939,09	970,87	966,70	997,16	1007,70	913,02

Figura 16 – Processo de convergência da Carga Crítica do Caso Base LEN A-4/2020 – CMO=CME=247R$/MWh.

A carga crítica, então, foi reduzida visando atender o limite da restrição $CVaR_{10\%}$(CMO)<=800 R$/MWh em pelo menos um mês, admitindo-se a tolerância de 30 R$/MWh, e a desigualdade nos demais meses.

Para o valor de 90.200 MWmed, o processo iterativo de ajuste da carga crítica foi finalizado e foram obtidos os seguintes valores de CMO, $CVaR_{1\%}$(ENS) e $CVaR_{10\%}$(CMO):

CMO

Subsistema	CMO médio
SE/CO	195,51
S	195,51
NE	195,50
N	195,51

$CVaR_{1\%}$(ENS)

SIN	0,230%
SE/CO	0,242%
S	0,393%
NE	0,000%
N	0,277%

$CVaR_{10\%}$(CMO)

	Jan	Fev	Marc	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
SE/CO	655,84	701,51	721,52	682,03	678,57	703,16	716,91	745,75	761,58	773,26	**803,49**	698,69
S	655,84	701,51	721,52	682,03	678,57	703,16	716,92	745,75	761,58	773,26	**803,50**	698,70
NE	655,83	701,51	721,52	682,03	678,56	703,15	716,91	745,74	761,58	773,25	**803,49**	698,69
N	655,83	701,51	721,51	682,02	678,56	703,15	716,91	745,75	761,58	773,26	**803,49**	698,69

Figura 17 – Processo de convergência da Carga Crítica do Caso Base LEN A-4/2020 – $CVaR_{10\%}$(CMO)=R$800/MWh.

Para o caso convergido a CMO=CME, correspondente à carga crítica de 91.190 MWmed, o risco de déficit para o subsistema Sudeste, igual a 0,20%, é o maior dentre os subsistemas, logo, este caso está convergido para o critério de suprimento antigo. A Figura 18 apresenta as variações no bloco térmico, no bloco hidráulico e na carga crítica ao se comparar os casos convergidos segundo o critério de suprimento antigo e o critério de suprimento novo.

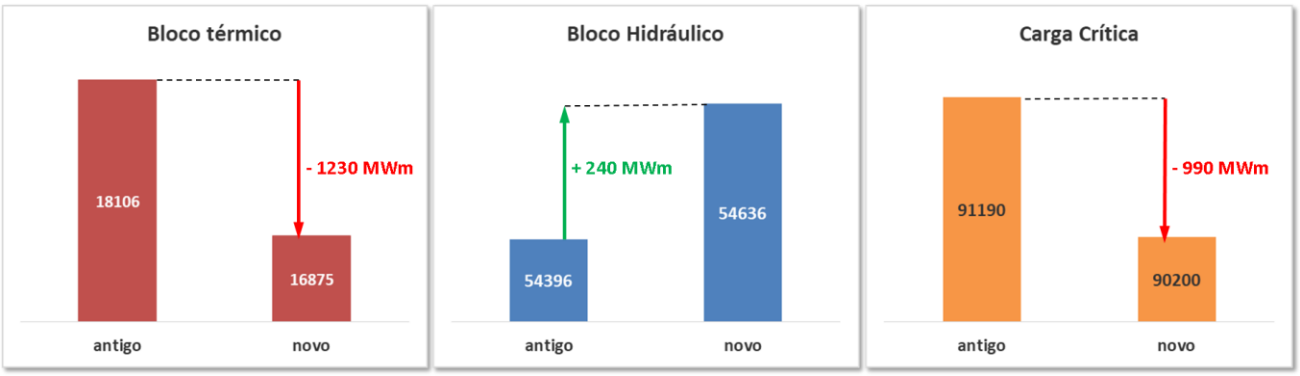


Figura 18 – Variações de Bloco Térmico, Bloco Hidráulico e Carga Crítica para o Caso Base LEN A-4/2020: critério de suprimento antigo e novo.

Observa-se uma redução significativa no bloco térmico, de 6,8%, e um aumento menos expressivo no bloco hidráulico, de 0,4%, resultado de uma diminuição da carga crítica do sistema em relação ao critério de suprimento antigo.

Os empreendimentos termelétricos individualmente são afetados de maneira diferente em função de suas características técnico-operativas, e principalmente econômicas, como o custo variável unitário (CVU). Por conta disso, de forma a obter um maior grau de detalhamento dos impactos para os empreendimentos termelétricos, o bloco térmico foi dividido em faixas de CVU, conforme apresentado na Tabela 8**Erro! Fonte de referência não encontrada.**, em que foram agregados os resultados das garantias físicas simuladas para as usinas pertencentes a cada conjunto de CVU correspondente. Como resultado, observam-se mudanças mais relevantes para o conjunto de usinas com CVU mais elevado.

Tabela 8 - Comparação dos resultados para os empreendimentos termelétricos por faixa de CVU

Faixa de CVU (R$/MWh)	GF simulada (critério antigo)	GF simulada (novo critério)	Diferença (%)
CVU < 100	6 498	6 494	-0.06%
100 <= CVU < 200	5 839	5 669	-2.90%
200 <= CVU < 300	4 290	3 677	-14.29%
300 <= CVU < 600	877	626	-28.59%
CVU >= 600	602	409	-32.08%

A variação nos valores de bloco hidráulico e bloco térmico, ao se comparar um mesmo caso convergido sob o critério de suprimento antigo e o novo, pode variar ao se mudar a configuração hidrotérmica, a versão do modelo Newave, os parâmetros econômicos considerados na simulação etc. No relatório do Grupo Temático de Critério de Suprimento, versão de outubro de 2019[25], para o Caso Base do LEN A-4/2019, observa-se redução de 1,6% no bloco térmico, enquanto o bloco hidráulico se manteve estável. Para diversas outras configurações hidrotérmicas, considerando diferentes versões do Newave, observou-se, como resultado da comparação entre a convergência da carga crítica para o critério de suprimento antigo e o novo, redução da carga crítica com redução no bloco térmico.

É importante destacar que, caso a métrica CVaR(ENS) seja uma métrica ativa no processo de convergência da carga crítica, a fórmula de cálculo de garantia física atualmente vigente precisa ser revista, conforme apresentado no Apêndice I do relatório do Grupo Temático de Critério de Suprimento, versão de outubro de 2019[26].

[25] Disponível em: http://www.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=72e74665-07af-1e61-2abe-67462b3abc10&groupId=36208
[26] Disponível em: http://www.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=72e74665-07af-1e61-2abe-67462b3abc10&groupId=36208

6. CONCLUSÕES

Iniciativas como a implantação do preço horário e a revisão do critério de garantia de suprimento têm como função central permitir "enxergar" o sistema eletro-energético de forma mais aderente à realidade operativa e foram identificados como passos fundamentais para avançar em outras discussões em pauta no Governo, sobre a Modernização do Setor Elétrico. Dentre os temas discutidos no Comitê de Implementação da Modernização, como continuidade à etapa de elaboração de diagnósticos realizada pelo Grupo de Trabalho de Modernização ao longo do ano 2019, 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. O critério de suprimento deve 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 do critério é o ponto de partida para o desenho dos produtos necessários e que serão comercializados no novo mercado.

A necessidade de revisar o critério 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, dado determinados níveis de riscos julgados aceitáveis, e ao menor custo. Ressalta-se que os benefícios da implementação do critério proposto serão observados pelo operador do sistema (ONS) somente quando o sistema planejado com base nestes critérios se realizar.

Em outras palavras, o critério de garantia de suprimento traduz as condições de risco que um indivíduo ou grupo se dispõe a correr, sinalizando a condição de adequabilidade desejada para o sistema, com base na qualidade do atendimento e nos custos de fornecimento. Para o Sistema de Energia Elétrica Brasileiro - SEB, compartilhado por todos os consumidores e agentes de geração e transmissão, o critério deve refletir a percepção de risco coletiva, não individual, de falhas de suprimento. Nesse contexto, as métricas de risco, formadas por uma combinação de medidas e variáveis, têm o papel de trazer esta percepção de risco e compor o critério de suprimento, ou seja, não existe uma métrica única. Cada métrica conta uma parte diferente da história sobre a adequabilidade das condições de suprimento. A escolha das

métricas de riscos deve ser tomada a partir de uma série de avaliações conceituais, considerando o atendimento à atributos como coerência, facilidade de interpretação e robustez.

Diante do exposto, para composição do critério foi proposta a conjunção das métricas CVaR (CMO), CVaR (Energia Não Suprida), CVaR (Potência Não Suprida) e LOLP. O primeiro Relatório do Grupo Temático "Critérios de Garantia de Suprimento", divulgado na Consulta Pública MME nº 80 de 30/08/2019, já havia apresentado 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. Através das contribuições recebidas no Workshop realizado em 17/07/2019 e nas Consultas Públicas do MME sobre o relatório de apoio, pode-se constatar a percepção positiva da sociedade com relação à lógica de construção proposta e, assim, evoluir nas discussões para definição dos parâmetros, cujos valores sugeridos foram apresentados no segundo relatório do grupo temático, disponibilizado na Consulta Pública MME nº 88 de 22/10/2019. A Tabela 9 resume a proposta de revisão do critério de garantia de suprimento, que deverá ser aplicado nos estudos de planejamento da expansão e cálculo de garantia física a partir de janeiro de 2020.

Em suma, os estudos para definição do critério 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 (níveis de confiança para o CVaR e limites máximos das restrições) podem variar com essas condições e características dos sistemas. Por essa razão, foi dado o seguinte encaminhamento:

- Revisão das Resoluções CNPE: Definição das métricas associadas ao critério de garantia de suprimento.
- Publicação de Portaria MME: Definição e avaliação periódica, ou na ocorrência de fatos relevantes, da necessidade de revisão dos parâmetros associados às métricas de risco.

Ressalta-se que esta proposta de revisão do critério foi apresentada ao CNPE e aprovada no final do ano 2019, que estabeleceu a composição de métricas do novo critério de garantia de suprimento na Resolução CNPE nº 29, de 12 de dezembro de 2019. Os parâmetros associados a tais métricas foram definidos pelo MME na Portaria nº 59, de 20 de fevereiro de 2020.

Destaca-se como um dos benefícios alcançados com o estabelecimento do novo critério, a gestão mais eficiente dos recursos ao representar a operação de forma mais detalhada, com menor discretização temporal.

Com relação à aplicação do novo critério nos estudos do PDE e cálculo de garantia física, é importante destacar que, tendo em vista a internalização do critério de otimalidade econômica no processo de planejamento da expansão através da utilização de um modelo de decisão de investimento, o acoplamento com o cálculo de garantia física se faz necessário, mantendo-se assim explícito o critério de igualdade entre o CMO e CME para este fim. Portanto, especificamente para o cálculo de garantia física, este critério deverá ser conjugado às métricas que avaliam adequabilidade do suprimento à demanda de energia do novo critério - CVaR(ENS) e CVaR(CMO). Assim, ressalta-se que no caso das métricas de risco propostas associadas ao requisito de energia serem ativas no processo para cálculo das garantias físicas, a igualdade entre CMO e CME poderá não ser atendida.

Tabela 9 – Novo Critério de Garantia de Suprimento

Dimensões	**Econômica e de Segurança**
Energia	$CVaR_{10\%}(CMO) \leq 800$ [R$/MWh] (a) $CVaR_{1\%}(ENS) \leq 5$ [%Demanda] (b)
Potência	$LOLP \leq 5\%$ (b) (c) $CVaR_{5\%}(PNS) \leq 5$ [%Demanda] (a)

(a) Base mensal; (b) Base anual; (c) Probabilidade associada a uma duração de 1,5% do mês (demanda de ponta)

Como ponto de atenção, vale destacar que a metodologia proposta para definição dos parâmetros associados à métrica CVaR(CMO) considera a probabilidade de ocorrência de déficit de energia aderente ao risco aceitável no planejamento da expansão. Além do valor do custo de déficit e de sua probabilidade, são também considerados os patamares de CVU das tecnologias para atendimento à ponta, que tendem a ser as tecnologias de maior custo unitário a fazer parte do sistema planejado.

Dessa forma, a métrica CVaR(CMO) não impedirá as variações do preço da energia ao longo do tempo, importantes para sinalizar adequadamente os momentos de escassez e abundância de recursos. Conjugando esses custos unitários com a probabilidade de operação em cada um desses níveis de preço, é esperado que o CVaR(CMO) contribua para estimular a eficiência da

alocação de recursos, sendo um importante instrumento de monitoramento entre o sistema planejado e a operação.

Portanto, o novo critério de garantia de suprimento cumprirá seu papel de induzir a expansão de forma eficiente em situações que estas não são capturadas pelo preço (otimização econômica realizada com o uso do modelo de decisão de investimento). Apenas nessas situações o critério será ativo. Assim, a matriz de energia elétrica tende a ficar mais aderente às necessidades do operador, motivo pelo qual não é esperado, exclusivamente em função da adoção do novo critério, um aumento dos encargos operativos.

Nesse sentido, vale reforçar que o critério de suprimento deve atuar de forma direta na orientação da expansão do sistema para garantir que os investimentos na expansão sejam feitos no momento e do modo correto. Sempre que necessário (quando a otimização econômica não for suficiente para induzir o investimento), ele deve sinalizar a contratação de oferta adicional que ajude a atender aos requisitos do sistema.

Como o novo critério de garantia de suprimento pode exercer influência sobre a decisão de investimento e, consequentemente, sobre o valor do custo marginal de expansão (CME), todos os processos que utilizam estas informações como dado de entrada poderão ser impactados. Da mesma forma, a definição dos produtos a serem contratados nos leilões, que está relacionada com a expansão indicativa do PDE, também poderá ser impactada.

É importante destacar que em um primeiro momento, o critério de garantia de suprimento não deve ser internalizado na cadeia de modelos de otimização do despacho hidrotérmico, por isso não deverá impactar o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) ou o CMO.

Ainda sobre os impactos, diversos casos oficiais foram re-simulados empregando o novo critério de garantia de suprimento, não tendo sido observada tendência de redução da garantia física de energia das usinas hidrelétricas. A EPE continuará realizando estudos para avaliar o impacto do uso do novo critério nos estudos de planejamento da expansão e cálculo de garantia física, mas é oportuno reiterar a importância da participação dos agentes nesse processo, visando elaborar análises que reflitam as diferentes perspectivas dos agentes do setor.

A não consideração do requisito de flexibilidade de forma explícita no critério proposto, em um primeiro momento, advém do entendimento de que este requisito pode ainda ser atendido como um "subproduto" da correta sinalização da necessidade quanto aos requisitos de energia e capacidade de potência. No entanto, reconhece-se que, à medida que haja 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 o critério devem evoluir para que sejam incorporadas nova(s) métrica(s) associada(s) a este atributo.

Por fim, o atual cenário de perspectiva de 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, tem 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 para cálculo de lastro da oferta, seja de um gerador ou de um portfólio de projetos, como previsto no plano de ação do GT Modernização divulgado pelo MME no final do mês de outubro de 2019.

Reconhecendo a importância da participação dos agentes do setor elétrico e da sociedade de uma forma geral no processo de construção da proposta de revisão dos critérios de suprimento, o Grupo de Trabalho agradece pelas contribuições recebidas e a participação de todos nos dois momentos de consulta pública: apresentação dos conceitos e propostas metodológicas e apresentação da proposta completa de critérios (métricas e parâmetros).

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.

Plano Decenal de Expansão 2029, EPE. Disponível em https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2029. Acesso em 30 mar. 2020.

Nº EPE-DEE-RE-52/2018-r1, de 20/08/2018 "Modelo de Decisão de Investimentos para Expansão do SIN – Versão PDE 2027".

Nº EPE-DEE-NT-067/2018-r0, de 20/08/2018 "Flexibilidade e Capacidade: Conceitos para a incorporação de atributos ao planejamento".

Nº EPE-DEE-NT-035/2017-r1, de 09/06/2017 "Nota Técnica Análise do Atendimento à Demanda Máxima de Potência".

Nota Técnica EPE-DEE-RE-013/2020-r0, de 14/02/2020 "Garantia Física - Adequação do critério de convergência da carga crítica ao critério de suprimento de energia definido na Resolução CNPE nº 29/2019".

Nº EPE-DEE-IT-018/2020, de 28/02/2020 "Caso Base de Leilão de Energia Nova A-4/2020 e Leilão de Energia Existente A-4 e A-5/2020".

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

O presente apêndice tem como objetivo apresentar 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 elétrica.

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 19 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:

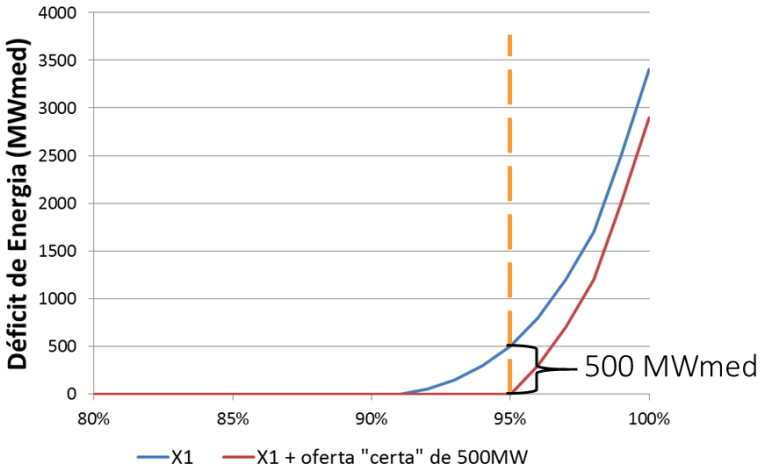


Figura 19 - Exemplo de invariância à translação.

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[27].

O gráfico apresentado na Figura 20 seguir ilustra este efeito para a medida de risco $VaR_{5\%}$, observada em dois sistemas, X1 e X2, sendo um dominante ao outro.

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

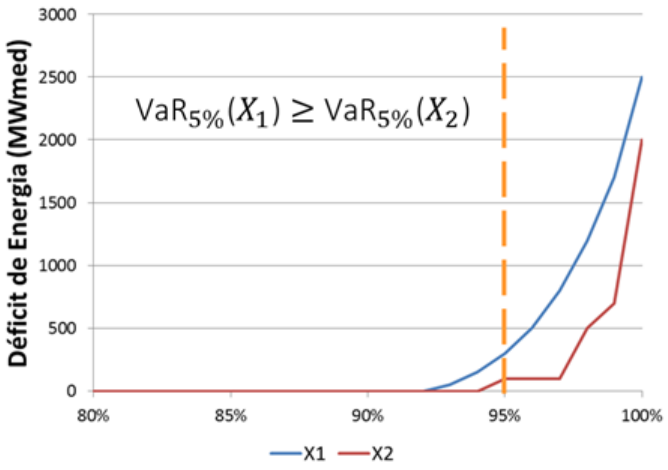


Figura 20 - Exemplo de monotonicidade.

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:

	$VaR_{5\%}$	$VaR_{1\%}$
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 21 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.

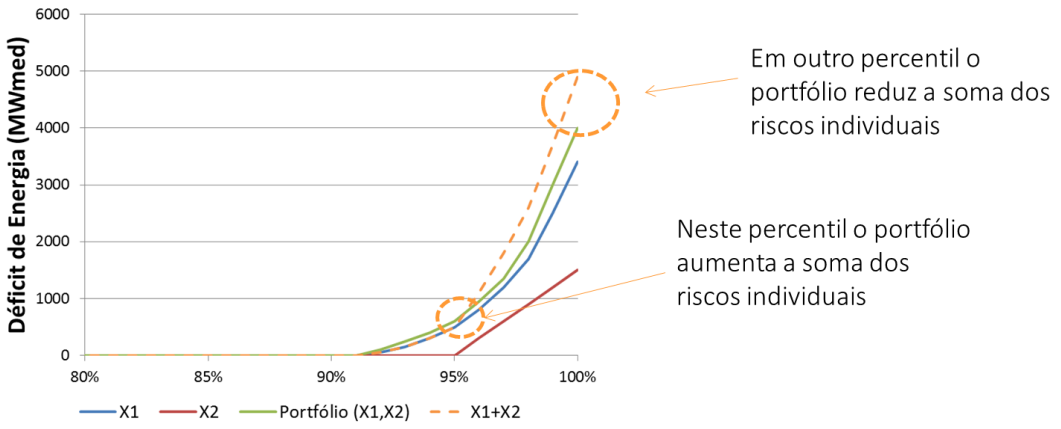


Figura 21 - Exemplo de subaditividade.

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 II – 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[28], Figura 22.

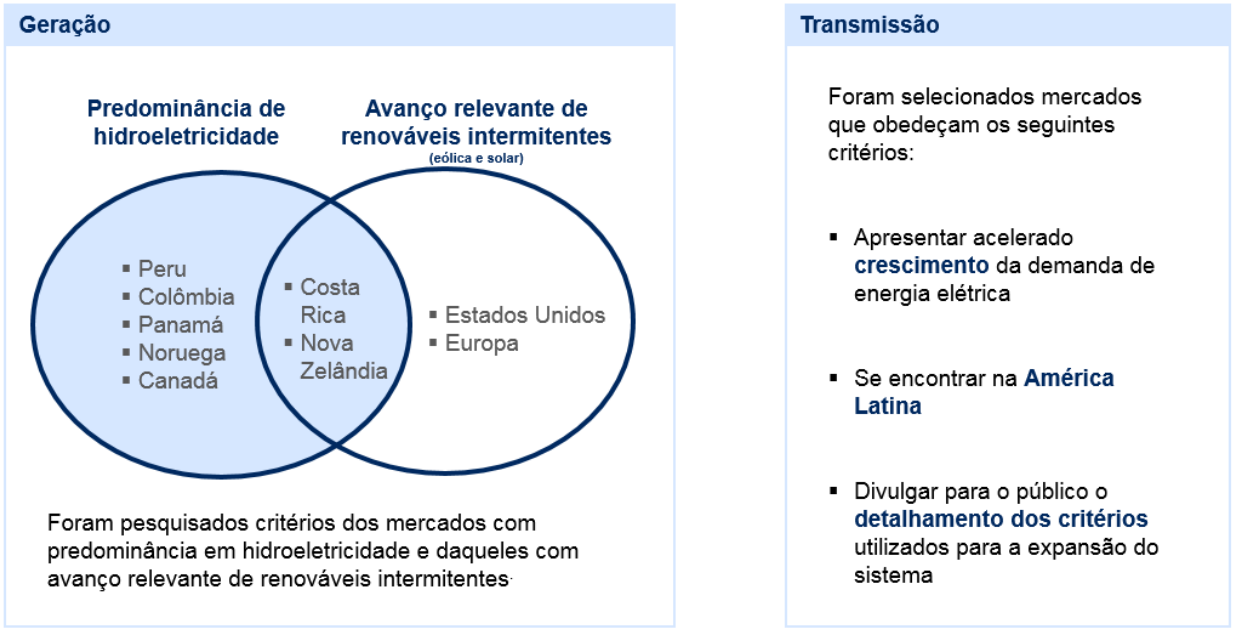


Figura 22 - Critérios para escolha dos países a serem analisados.

Nos países com predominância de geração hidráulica listados na Tabela 10 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).

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

Tabela 10 - 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

[29]

[29] 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 11 - 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

30

[30] 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.

APÊNDICE III – COMO AFERIR E APLICAR O NOVO CRITÉRIO DE GARANTIA DE SUPRIMENTO NO CÁLCULO DA GARANTIA FÍSICA

Como aferir $CVaR_{1\%}(ENS) \leq 5\%$ para o Plano Decenal de Expansão de Energia?

Para cada ano, os valores de energia não suprida de cada mês em %, isto é, déficit mensal em relação à demanda mensal, formam uma única distribuição (12 meses x 2.000 valores da simulação final) totalizando 24.000 valores para cálculo do $CvaR_{1\%}(ENS)$ de cada ano.

Como aferir $CvaR_{1\%}(ENS) \leq 5\%$ para o Cálculo da Garantia Física de Energia?

Para todo o período de planejamento, os valores de energia não suprida em %, isto é, déficit mensal em relação à demanda mensal, formam uma única distribuição com 120.000 valores (12 meses x 2.000 valores da simulação final x 5 anos de período de planejamento) e, então, faz-se a média dos 1% maiores valores.

Dez do Ano_5	. . .	Dez do Ano_2	Dez do Ano_1	. . .	Fev do Ano_5	...	Fev do Ano_2	Fev do Ano_1	Jan do Ano_5	...	Jan do Ano_2	Jan do Ano_1
$ENS(\%)_{cenário2000}$ ... $ENS(\%)_{cenário1}$	...	$ENS(\%)_{cenário2000}$ ... $ENS(\%)_{cenário1}$	$ENS(\%)_{cenário2000}$ ... $ENS(\%)_{cenário1}$	...	$ENS(\%)_{cenário2000}$ ... $ENS(\%)_{cenário1}$	...	$ENS(\%)_{cenário2000}$ ... $ENS(\%)_{cenário1}$	$ENS(\%)_{cenário2000}$ ... $ENS(\%)_{cenário1}$	$ENS(\%)_{cenário2000}$ ... $ENS(\%)_{cenário1}$	...	$ENS(\%)_{cenário2000}$ ... $ENS(\%)_{cenário1}$	$ENS(\%)_{cenário2000}$ ... $ENS(\%)_{cenário1}$

Figura 23 – Esquema indica os dados utilizados para construir a permanência de energia não suprida considerada no cálculo do $CvaR_{1\%}(ENS)$.

Como aferir $CvaR_{10\%}(CMO) \leq 800$ R$/MWh para o Plano Decenal de Expansão de Energia?

Para cada mês, os 2.000 valores da simulação final de CMO são ordenados e faz-se a média dos 10% maiores valores. Ressalta-se que o cálculo do $CvaR_{10\%}(CMO)$ é realizado para cada um dos meses dos anos de expansão. Esquematicamente, se os anos de expansão vão do Ano_j até o Ano_k, calcula-se o $CvaR_{10\%}(CMO)$ somente para os meses desses anos, representados pela cor cinza:

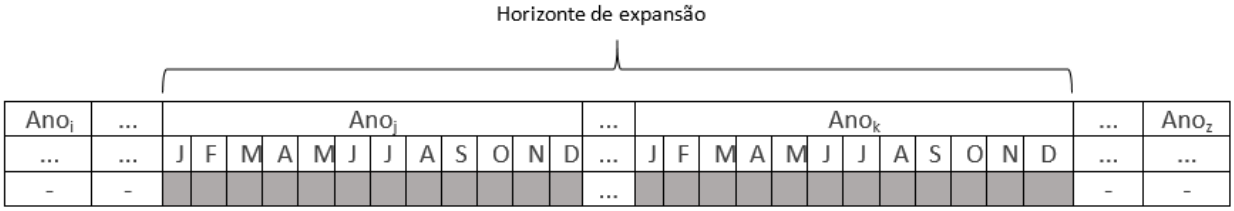


Figura 24 – Esquema para visualizar quais períodos se calcula o critério $CvaR_{10\%}(CMO) \leq 800$ R$/MWh para o Plano Decenal de Expansão de Energia.

Como aferir $CvaR_{10\%}(CMO) \leq 800$ R$/MWh para o Cálculo da Garantia Física de Energia?

Para cada mês, os 2.000 valores da simulação final de CMO de cada ano do horizonte de planejamento são ordenados formando uma única distribuição com 10.000 valores (5 anos x 2.000 cenários) e, então, faz-se a média dos 10% maiores valores de CMO. Esquematicamente, se os anos do horizonte de planejamento vão do Ano_j até o Ano_k, se calcularia o $CvaR_{10\%}(CMO)$ para cada um dos 12 meses considerando os 2.000 valores de cada um dos anos entre o Ano_j até o Ano_k:

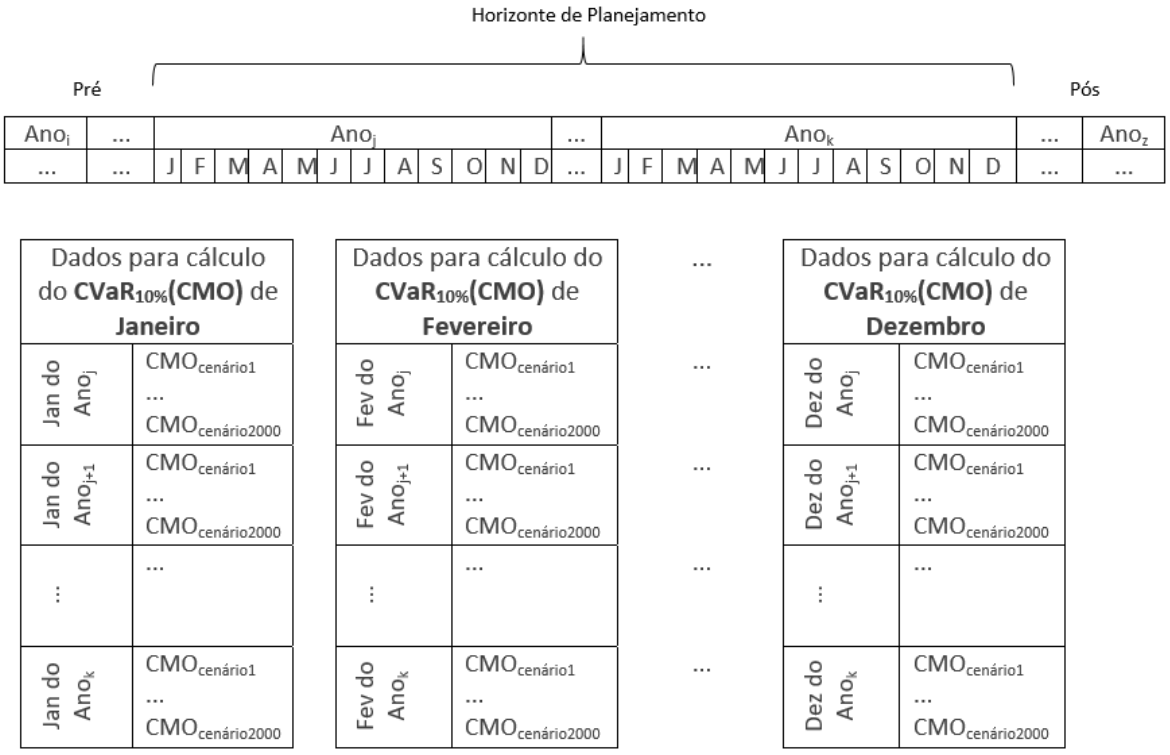


Figura 25 – Esquema indica os dados utilizados para construir a permanência de CMO considerada no cálculo do $CvaR_{10\%}(CMO)$ no cálculo da Garantia Física.

Como aplicar os Critérios de Garantia de Suprimento no cálculo da Garantia Física?

No processo de convergência da carga crítica, procura-se atender:

a) CMO=CME com $CvaR_{10\%}$(CMO)<=800 R$/MWh em todos os meses e $CVaR_{1\%}$(ENS)<=5%, admitindo-se a tolerância de 2 R$/MWh para o CMO;

Se a) não for obtido, altera-se a carga crítica até obter b) ou c):

b) $CVaR_{10\%}$(CMO)=800 R$/MWh em pelo menos um mês, admitindo-se a tolerância de 30R$/MWh, $CVaR_{10\%}$(CMO)<= 800 R$/MWh nos demais meses e $CVaR_{1\%}$(ENS)<=5%;

c) $CVaR_{1\%}$(ENS)=5% e $CVaR_{10\%}$(CMO)<= 800 R$/MWh em todos os meses.