



GT Modernização do Setor Elétrico
Portaria nº 187/2019

Relatório do Grupo Temático

Critérios de Garantia de Suprimento

Novembro de 2019

Grupo Temático: Critérios de Garantia de Suprimento

Instituição Coordenadora: EPE

Coordenador: Erik Rego (EPE)

Suplente: Renata Carvalho (EPE)

Participantes:

Agnes da Costa (MME/SECEX)

André Osório (MME/SPE)

André Perim (MME/SEE)

Ary Pinto (CCEE)

Cássio Giuliani Carvalho (MME/SPE)

Christiano Viera (ANEEL/SRG)

Fernanda Paschoalino (EPE)

Francisco Silva Jr (MME/SECEX)

Frederico Teles (MME/ASSEC)

Hermes Trigo (EPE)

Júlio Ferraz (ANEEL/SRM)

Luis Scolaro (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)

Novembro de 2019

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.....	18
5. PROPOSTA DE REVISÃO DOS CRITÉRIOS DE GARANTIA DE SUPRIMENTO 20	
5.1. METODOLOGIA PARA DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS ASSOCIADOS ÀS MÉTRICAS.....	25
5.2. DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS ASSOCIADOS ÀS MÉTRICAS.....	28
5.3. OPERACIONALIZAÇÃO	37
5.3.1. PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA.....	37
5.3.2. GARANTIA FÍSICA DE ENERGIA	41
6. CONCLUSÕES.....	48
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	52
APÊNDICE I – COMPATIBILIZAÇÃO DO CRITÉRIO DE SUPRIMENTO E A METODOLOGIA DE CÁLCULO DE GARANTIA FÍSICA	53
APÊNDICE II – EXEMPLOS ILUSTRATIVOS DE ANÁLISE DAS PROPRIEDADES DE MEDIDAS COERENTES DE RISCO	59
APÊNDICE III – PESQUISA INTERNACIONAL.....	63

1. INTRODUÇÃO

A resolução nº 1, de 18/11/2004, do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, estabeleceu, em seu artigo 2º, como critério de garantia de suprimento para o SIN que o risco de insuficiência da oferta de energia elétrica não poderia exceder a 5% em cada um dos subsistemas que o compõe. Em julho de 2008, a resolução nº 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 “adote a igualdade entre Custo Marginal de Operação – CMO e o Custo Marginal de Expansão – CME, assegurando a otimização da expansão do sistema elétrico, respeitando o limite de risco de insuficiência da oferta de energia elétrica” estabelecido na resolução de 2004.

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

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

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

realidade, dado que o parque de geração efetivamente contratado seria 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 energia assegurada das térmicas, o que as privilegiava no processo de competição, além de favorecer as térmicas de altos custos variáveis unitários.

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

A partir do Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2026, o planejamento da expansão da oferta de energia elétrica passou a utilizar um modelo de otimização para indicar a expansão, que minimiza o custo total de operação e investimento, dado um custo de déficit explícito. Com isso, para fins de estabelecimento do plano de expansão, o critério econômico de igualdade entre o custo marginal de operação – CMO e o de expansão – CME ainda é utilizado, mas está 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, de acordo com a Resolução CNPE nº 1 de 2004, também deve ser considerado no planejamento da operação pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). O risco de déficit, apesar de ser uma estatística em uso no setor e de fácil interpretação, captura apenas uma dimensão do problema, a probabilidade do déficit, ignorando sua profundidade. Entende-se, assim, como insuficiente sua adoção como única métrica do critério, tal como tem sido observado internacionalmente.

Corroborando com esta percepção, é importante pontuar que o ONS realiza ainda análises adicionais para avaliar a adequabilidade das condições do sistema. Diante de condições hidrológicas desfavoráveis, por exemplo, 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, entende-se oportuno rever também o limite máximo de insuficiência estabelecido pelo CNPE.

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

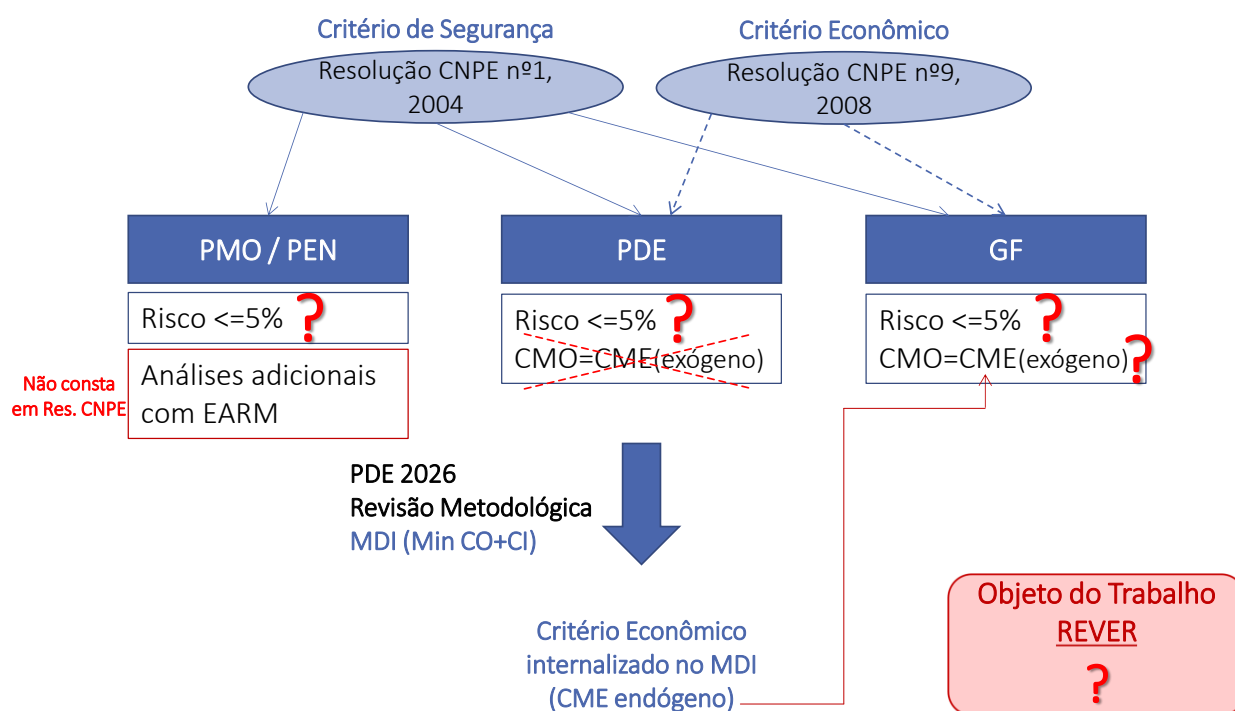


Figura 1 - Processos de Planejamento e Critérios de Garantia de Suprimento

As questões pontuadas nesta introdução trazem as motivações para a revisão geral dos critérios de garantia de suprimento, posto que os vigentes não mapeiam todas as características do sistema e/ou não transmitem toda informação necessária para balizar a tomada de decisão. 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 atende aos critérios de garantia de suprimento em vigor, 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 locais 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 são 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 2019¹. Como ilustrado no Mapa de Contexto apresentado na Figura 2, é a partir desses dois temas que se iniciou todo o processo de modernização, pois eles atuam como o elo entre a realidade físico-operativa e a comercial, a partir do qual será possível identificar os produtos necessários para viabilizar a expansão do sistema e criar um novo desenho de mercado. O resultado da revisão dos critérios terá ligação direta com todos os outros temas em discussão, como por exemplo, a melhor maneira de tratar a separação entre lastro e energia no Brasil.

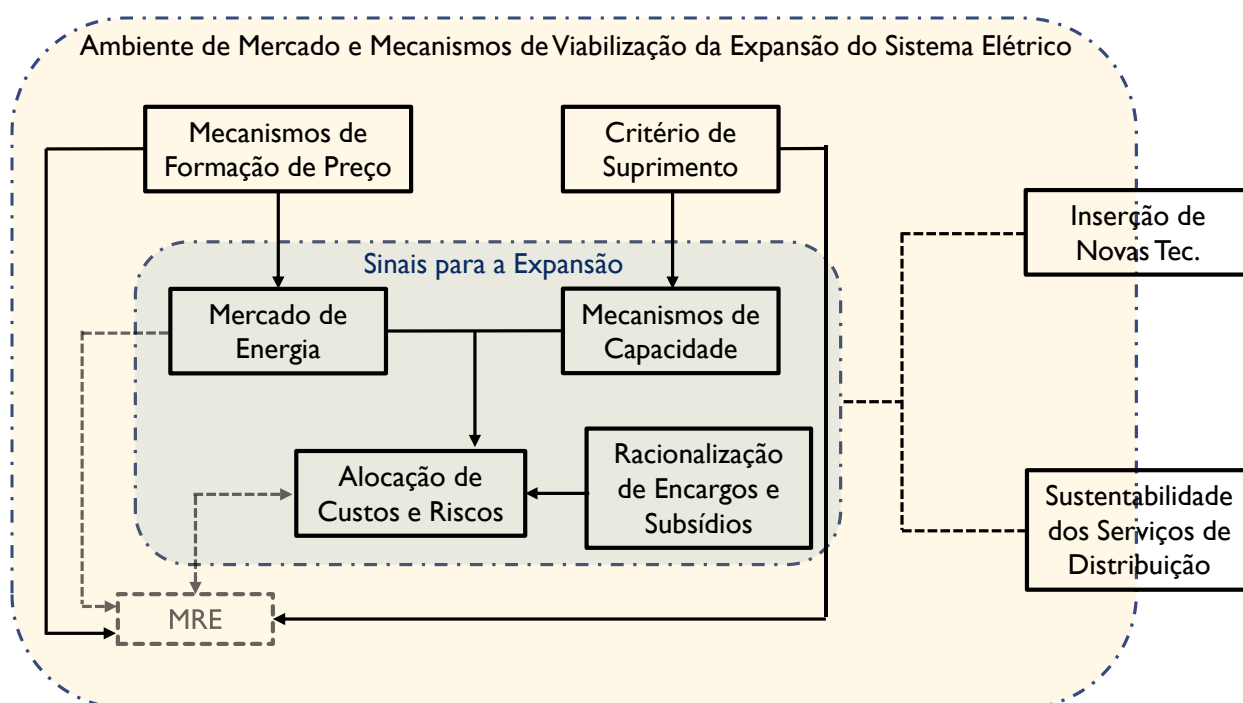


Figura 2 – Mapa de Contexto sobre os eixos temáticos tratados no GT Modernização

Após a conclusão do GT Modernização foi instituído o Comitê de Implementação da Modernização do Setor Elétrico² com 15 frentes de atuação, onde uma delas é a do Critério de Suprimento. No plano de ação desta frente está previsto a apresentação de uma proposta de revisão dos critérios de garantia de suprimento no último trimestre de 2019.

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

² Portaria 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 induzir uma expansão adicional, 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 a entrada de novas UHE, aliados à maior penetração de fontes com variabilidade em escalas sub-horárias, e sem capacidade de estoque pelo lado do recurso, como eólica e solar fotovoltaica, faz com que a discretização temporal das análises de adequação precise ser revista. A manutenção do cálculo das metas de geração sob baixa resolução temporal, por

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

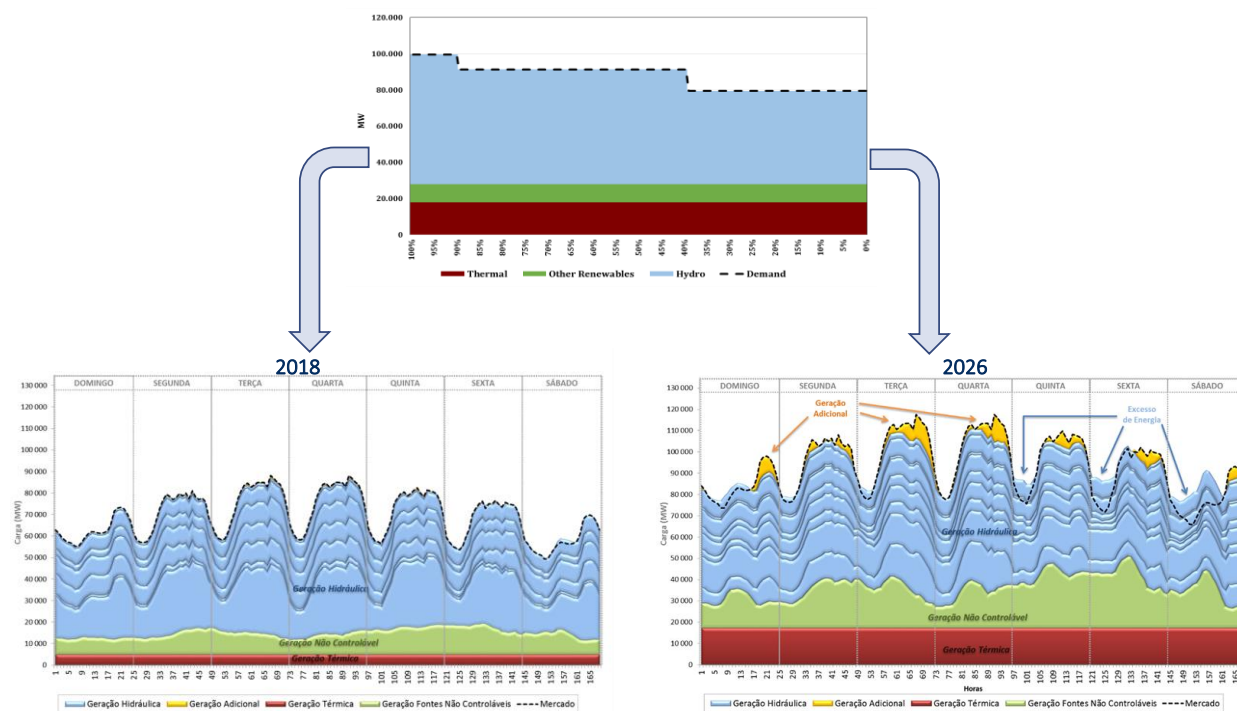


Figura 3 – Dificuldade de compatibilização entre as metas mensais de geração e a curva de carga horária ao longo dos anos

Outra consequência dessa mudança na composição da oferta é que requisitos antes não vistos como restritivos começaram a compor parte significativa da indicação de expansão da oferta. No passado, ao adequar a oferta para o atendimento à carga média de energia, as características operativas das UHE supriam os requisitos de capacidade de potência e flexibilidade. Os últimos Planos Decenais de Expansão de Energia (PDE) apontam que esse suprimento não poderá mais ser feito apenas pelas UHE, sem que haja expansão de tecnologias específicas que possam disponibilizar 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, conseqüentemente, 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 conseqüências 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.

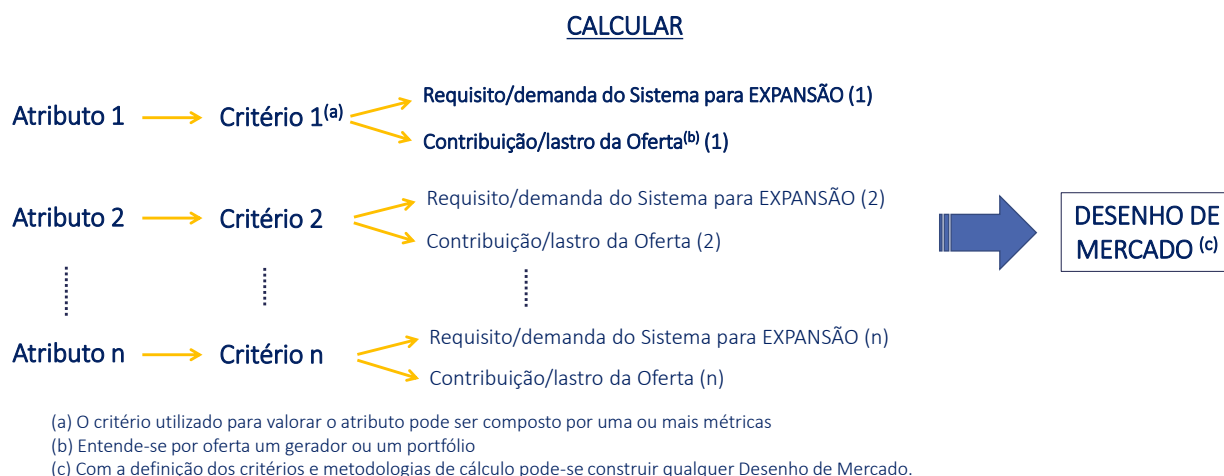


Figura 4 – Esquemático para auxílio na definição dos critérios

É importante ressaltar que o cálculo dos requisitos do sistema para a expansão e do lastro da oferta³, 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 direcionada⁴, 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 hidrológicamente favoráveis
- V. Valor esperado do déficit considerando os 5% piores cenários hidrológicos

³ 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 o Comitê de Implementação da Modernização do Setor Elétrico.

⁴ No Apêndice III – Pesquisa Internacional está descrita 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 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 Authority* (BPA), responsável pela administração federal do mercado de energia de uma região que abrange praticamente quatro estados do noroeste dos Estados Unidos da América. Este sistema tem grande participação da geração hidrelétrica, o que o torna um exemplo interessante para as análises do caso brasileiro.

Anualmente a BPA publica o "Pacific Northwest Loads and Resources Study", conhecido como "White Paper"⁵, 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 janeiro⁶. Nestes balanços é considerado o cenário crítico de geração hidrelétrica. Entretanto, no ano de 2015 a BPA apresentou um relatório mais detalhado, com análises probabilísticas, considerando como métricas LOLP e CVaR do déficit de energia. A metodologia é apresentada de forma abrangente no "Guide Tools and Principles for a Dry Year Strategy"⁷.

⁵ <https://www.bpa.gov/p/Generation/White-Book/Pages/White-Book.aspx>

⁶ Historicamente, o mês de janeiro é o mais crítico, com maior probabilidade de déficit.

⁷ <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 > γ % demanda (%)
- C. Valor Esperado do Déficit (%demanda)
- D. CVaR⁸ 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 LOLP⁹, 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 LOLE¹⁰. No entanto, esta medida ainda não pode ser considerada no presente momento, por não dispormos de modelos cronológicos para avaliação do atendimento de potência. No entanto, ressalta-se 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:

⁸ *Conditioned Value at Risk* – corresponde ao valor esperado dos α % valores mais críticos possíveis para a variável aleatória escolhida.

⁹ *Loss of Load Probability* – Probabilidade de Perda de Carga

¹⁰ *Loss of Load Expectation* – Expectativa da Perda de Carga

a) Facilidade na definição de parâmetros de entrada

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

b) Facilidade de interpretação

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

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

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

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

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

e) Necessidade de ser conjugada com outro critério

A conjugação de métricas para composição do critério de garantia de suprimento é sempre necessária, dado que, pela metodologia de análise atualmente utilizada, que separa as avaliações de energia e potência, nenhuma métrica seria capaz de capturar

todas as dimensões do problema. Além disso, mesmo considerando uma única variável (p. ex: déficit de energia), pode ser necessário mais de uma métrica para reunir outras informações relevantes para a tomada de decisão (por exemplo, associadas ao custo).

f) Sensibilidade a perturbações

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

g) Aderência aos critérios de operação

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

h) Operacionalização

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

Tendo em vista um determinado grau de subjetividade que a avaliação das métricas de risco elencadas sob a ótica desses atributos exige, será apresentada no item 4.2 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 entradas a um sistema de tal forma que os resultados de risco obtidos respeitem o sentido esperado no qual as entradas foram fornecidas.

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

Tabela 1 - Propriedades para avaliar coerência das medidas de risco.

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

O tema em questão tem sido bastante estudado, sendo possível encontrar artigos científicos em diversas áreas do conhecimento. Neste sentido, no âmbito da aplicação para o mercado financeiro, o trabalho de Artzner *et al*/ (1999) conceitua e discute a coerência em medidas de risco. Ao longo do texto, são detalhadas quatro propriedades necessárias para garantir a coerência de uma medida de risco. Embora estas propriedades tenham sido desenvolvidas para problemas de finanças, o presente trabalho aponta, na Tabela 2 estas propriedades contextualizadas para o problema de planejamento de sistemas de geração de energia. Destaca-se que 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 de outro sistema, em todos os percentis, a medida apresenta menor risco para o primeiro sistema.
Subaditividade	Portfólio	A medida de risco deve refletir que o risco de um portfólio, composto por dois sistemas, é igual ou inferior à soma de seus riscos individuais.

É importante contextualizar que, historicamente, a medida de risco VaR_α ¹¹ foi largamente utilizada. Porém devido, principalmente, aos efeitos causados por sua incapacidade de atender a todas as propriedades listadas¹², tem sido substituída pelo $CVaR_\alpha$. Inclusive, o setor elétrico brasileiro já utiliza, desde 2013, o $CVaR$ aplicado na função objetivo do modelo de planejamento da operação de médio/longo prazo de subsistemas hidrotérmicos interligados – Newave.

Complementarmente destaca-se que das métricas de risco listadas, em estudo no presente documento, algumas são matematicamente derivadas do VaR ¹³ – 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 conseqüentemente a necessidade da propriedade de subaditividade, é algo bastante recorrente no planejamento de sistemas de potência porque, continuamente, o tomador de decisão deve avaliar o risco do sistema ao se inserir novos componentes (usinas, troncos de intercâmbio, cargas, etc), o que na prática equivale a definir um novo portfólio para o sistema.

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

¹¹ *Value at Risk* – corresponde ao menor valor que uma variável aleatória pode assumir em seus $\alpha\%$ valores mais críticos.

¹² 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.

¹³ O risco de déficit é a menor probabilidade na qual o *VaR* do déficit é diferente de zero.

4.2. AVALIAÇÃO QUALITATIVA DAS MÉTRICAS

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

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

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

A probabilidade de déficit, seja de energia ou potência, é uma métrica bastante conhecida, usada no setor e, portanto, de fácil interpretação - (b). Por outro lado, a medida CVaR vem sendo cada vez mais utilizada por diferentes setores, inclusive no setor elétrico, por exemplo com a aplicação do CVaR custo na função objetivo dos modelos Newave e Decomp. Deve-se reconhecer que ainda requer um esforço para associar a sua aplicação no problema à prática operativa. Contudo, entende-se que o CVaR aplicado à variável CMO – H é de mais simples interpretação que quando aplicado ao déficit – D e E, quando o objetivo do estudo é planejar o sistema de forma a evitar cenários com custos marginais de operação, e conseqüentemente, 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 dos critérios de garantia de suprimento podem ser divididos em duas etapas: avaliação das métricas de risco e definição dos parâmetros associados às métricas. As métricas, sendo coerentes, devem ser robustas a diferentes configurações do sistema, metodologias de otimização, parâmetros exógenos ao problema, etc. No entanto, os parâmetros das métricas (limites das restrições) podem variar com essas condições e características dos sistemas e, portanto, devem ser revistos periodicamente.

A análise qualitativa apresentada acima deve ser complementada com uma análise quantitativa através de simulações com o modelo de otimização da operação aplicado no planejamento da expansão – Newave. Visando avaliar apenas o impacto do uso dos critérios propostos, 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, e também não foram incorporados aprimoramentos metodológicos nos modelos energéticos realizados após a publicação do caso de referência, como aqueles aprovados pela CPAMP - Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico. Nesse sentido, diante da evolução constante da representação do sistema, propõe-se que tais parâmetros sejam revistos periodicamente ou na ocorrência de fatos relevantes.

5. PROPOSTA DE REVISÃO DOS CRITÉRIOS DE GARANTIA DE SUPRIMENTO

A construção da proposta de revisão de critérios de garantia de suprimento, pode ser dividida em duas etapas: (i) definição das métricas de risco que compõem 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 nº80. Já a proposição de valores a serem utilizados como parâmetros associados às métricas escolhidas foi apresentada no relatório objeto da Consulta Pública MME nº88. Por fim, a título de ilustrar os possíveis impactos futuros e mudanças nos processos de planejamento, será apresentada uma forma de operacionalização dos novos critérios 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 critérios que levem a adequação do suprimento, refletidos 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, devem ser definidos critérios associados a esses atributos, que permitam avaliá-los corretamente e direcionar a expansão, garantindo a adequabilidade da oferta.

Os critérios de garantia de suprimento propostos podem ser divididos 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. Se o critério identificar que o sistema não está bem atendido no aspecto avaliado, será indicada a necessidade de ajuste da expansão em relação àquela apontada apenas pela otimização econômica.
- Critério econômico: Não busca substituir a otimização econômica, que levará ao mínimo custo total de investimento e operação e será mantida, mas atuar como uma espécie de

seguro para o sistema reduzindo os impactos em cenários críticos. Se o critério for violado será indicada a necessidade de ajuste para reduzir o custo nos cenários considerados. Por fim, vale lembrar que os critérios de suprimento propostos serão aplicados diretamente no planejamento da expansão. Assim, toda oferta indicada (seja pela otimização econômica ou pelos critérios de suprimento) irá compor, no futuro, a formação de preços e, portanto, não aumentaria os encargos operativos.

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 aos critérios de suprimento propostos.

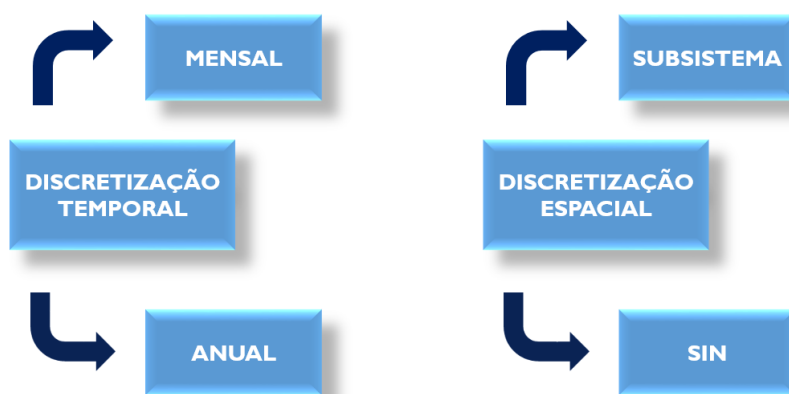


Figura 5 - Discretização Espacial e Temporal

- 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 a variável definida nos critérios 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 a avaliação dos critérios de segurança, 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 a 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.

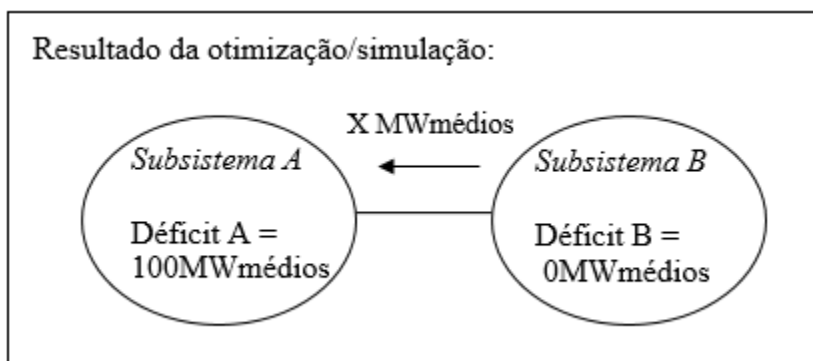


Figura 6 - Déficit resultante da otimização/simulação energética

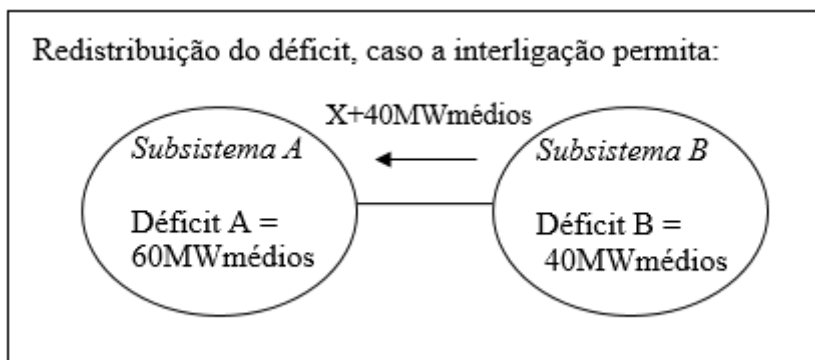


Figura 7 - Redistribuição do déficit sem alterar o despacho/solução do problema, caso a interligação tenha folga para exportar energia do subsistema B para o A.

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 dos critérios associados 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 a 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 custos marginais de expansão (CME) e operação (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, conseqüentemente, 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 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 - Critérios de Garantia de Suprimento

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

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 **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, 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.

Energia Não Suprida

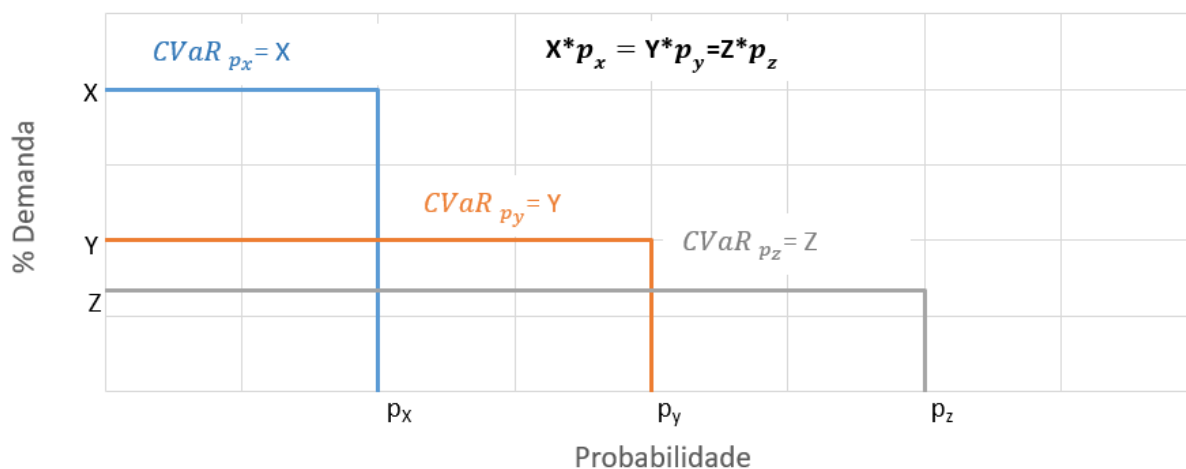


Figura 8 - Relação entre probabilidade (p_x , p_y e p_z) e profundidade (X, Y e Z) do déficit de forma manter a energia não suprida constante ($x \cdot p_x = y \cdot p_y = z \cdot p_z$).

As métricas de segurança associadas ao suprimento de potência devem estar contidas na energia não suprida estabelecida pelo critério de segurança energética. Atualmente, como a simulação energética é feita em escala mensal e a avaliação de capacidade de potência é feita de forma exógena, considerando uma duração de aproximadamente 1,5% do mês, apenas 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 a 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. Esses resultados podem ser avaliados tanto com séries históricas quanto sintéticas de vazões¹⁴. 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

¹⁴ Até o PDE 2029 essa análise vem sendo feita com séries históricas de vazões.

refere a uma probabilidade de corte de carga de 5% nas 10 horas mais críticas. Dessa forma, a probabilidade de ocorrência do evento é de 5% x 1,5%, o que resulta em 0,075%.

Com relação ao parâmetro α se utilizar, a reserva operativa¹⁵ 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.

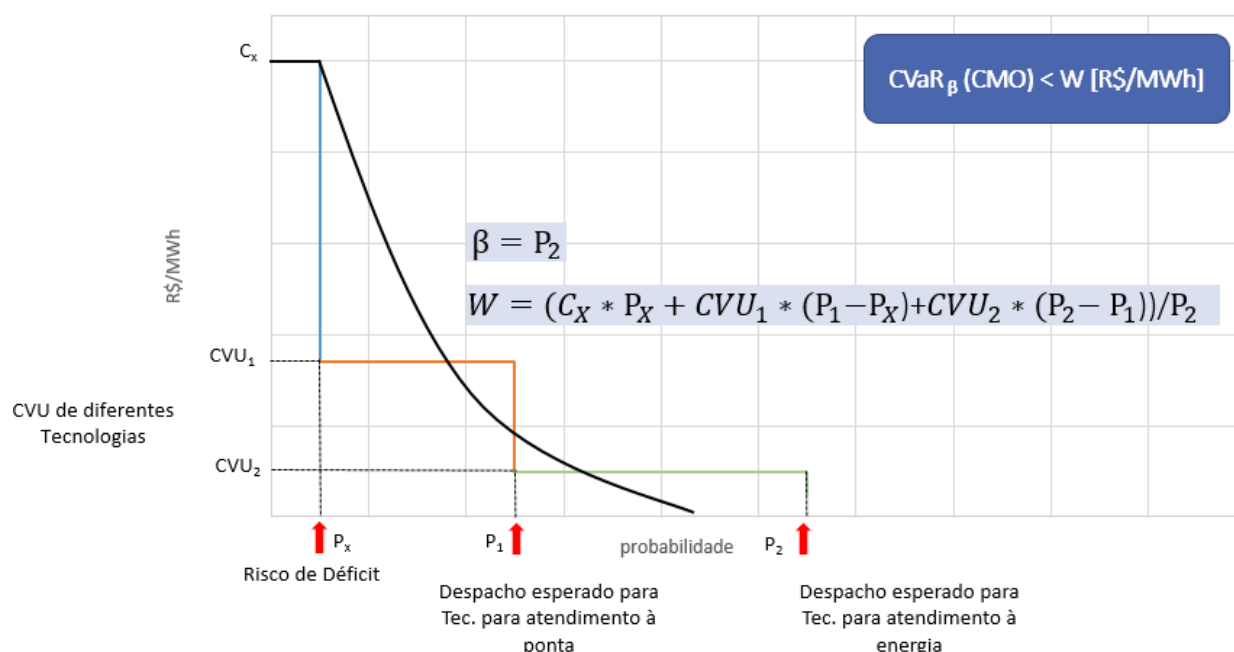


Figura 9 - Custo Marginal de Operação considerando a operação de tecnologias que atendam aos requisitos de potência.

O nível de confiança definido no CVaR da energia não suprida permite que o sistema apresente uma determinada quantidade de cenários simulados onde o CMO será igual ao custo do déficit de energia. Assim, o CVaR do CMO deve ser definido de modo a incorporar esta mesma probabilidade de ocorrência de cenários com custo equivalente ao custo de déficit.

¹⁵ 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.

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 de 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 do 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 de CMO de modo compatível com todos os parâmetros propostos.

Em outras palavras, a métrica CVaR do CMO está sensivelmente conectada com a métrica de segurança e 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 as outras, mantendo o papel que cada uma tem no mapeamento do sistema e a clara distinção de qual critério está se mostrando restritivo. Essa sinalização é importante para que o planejamento da expansão possa indicar, de forma assertiva, qual atributo se encontra escasso no sistema e, portanto, qual produto deve ser contratado.

5.2. DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS ASSOCIADOS ÀS MÉTRICAS

Com o recente movimento de penetração de fontes renováveis não controláveis, alguns sistemas de potência no mundo vêm discutindo 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 estatística 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 praticado no passado recente. Nesse sentido, são propostos os parâmetros a seguir.

I. CVaR da Energia Não Suprida ($CVaR_{\alpha}(ENS) \leq K$ [% 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 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 do CVaR da energia não suprida.

PDE 2027		PDE 2029		PMO	
Caso de Referência	0.7%	Caso de Referência	0.4%	01/2015	5.07%
Caso Restrição de Gás	1.0%	Caso Mercado Baixo	0.6%	02/2019	2.03%
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 anteriormente, propõe-se avaliar o $CVaR_{1\%} (ENS) \leq 5$ [% Demanda] em base anual para o SIN, para todos os anos do horizonte de expansão do PDE. 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. A 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 de 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 vêm 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 a 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.

A LOLP deve ser menor ou igual a 5% para o SIN em base anual, para todos os anos do horizonte de expansão do PDE.

III. CVaR da Potência Não Suprida ($CVaR_{\delta}(PNS) \leq R$ [% 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 a 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 a 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 avaliação da LOLP, no que diz respeito a 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 do CVaR da potência não suprida para os casos de PDE 2026, 2027, 2029 e PMO 02/2019.

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 ¹⁶	
Caso de Referência	4.1%	02/2019	6.5%
Caso Mercado Baixo	5.1%		
Caso Mercado Alto	1.0%		
Caso Gás	3.7%		

Propõe-se que o $CVaR_{5\%}(PNS) \leq 5$ [% da Demanda Máxima Instantânea] do SIN, para todos os meses do horizonte de expansão do PDE. 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 anual, sem que esse corte de carga possa ser gerenciável.

IV. CVaR do CMO ($CVaR \beta (CMO) \leq W$ [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 ao critério econômico. Como a métrica CVaR busca analisar os cenários mais críticos, e considerando a característica da curva de distribuição do CMO para o modelo computacional

¹⁶ Para a avaliação do critério de suprimento de potência, 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.

vigente, 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;
- (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 estabelecermos no critério de planejamento uma indicação para expansão de tecnologias que capturem os preços elevados e os reduzam nos cenários mais críticos, temos também uma forma direta de aferir 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.

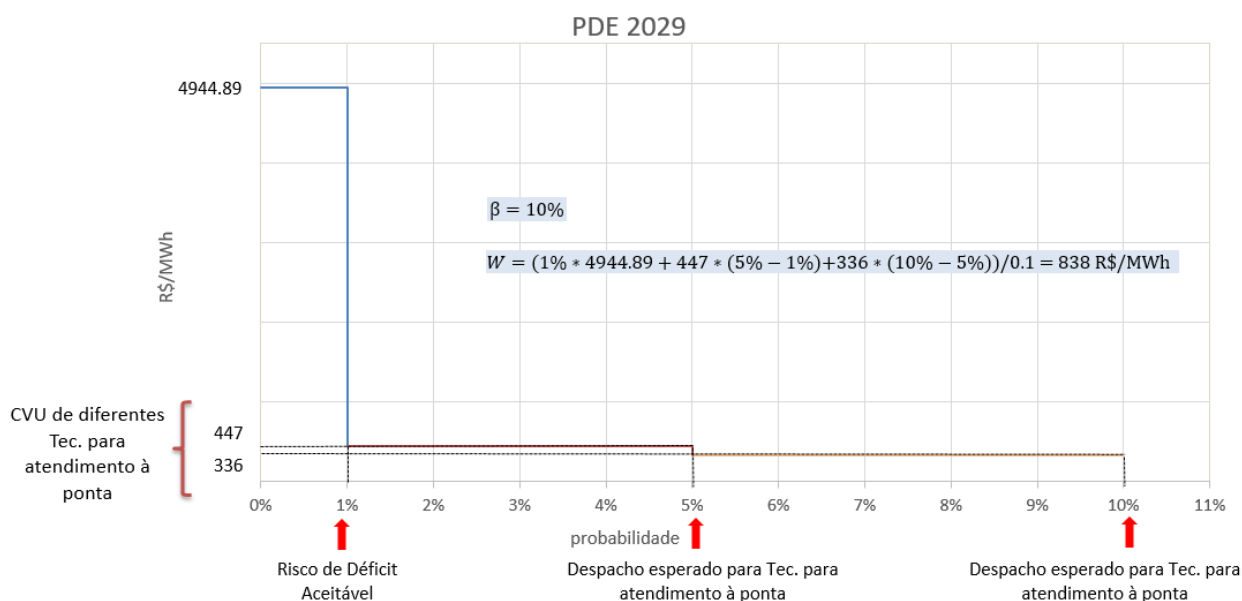


Figura 10 - Curva para definição dos parâmetros do CVaR do CMO, considerando o PDE 2029.

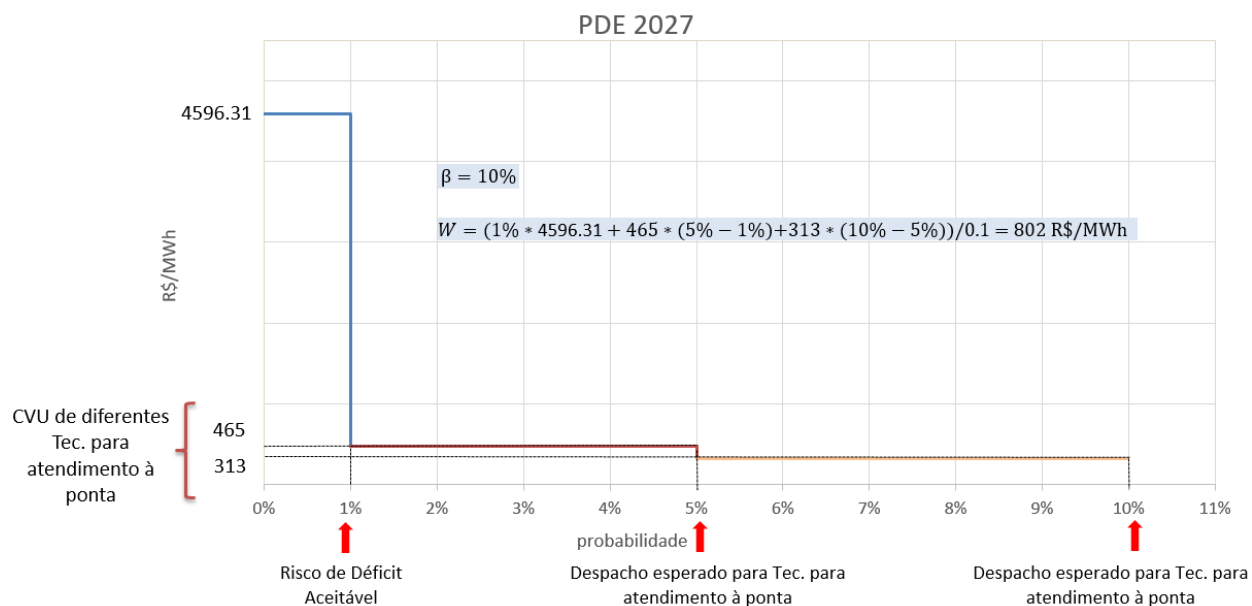


Figura 11 - Curva para definição dos parâmetros do CVaR do CMO, considerando o PDE 2027.

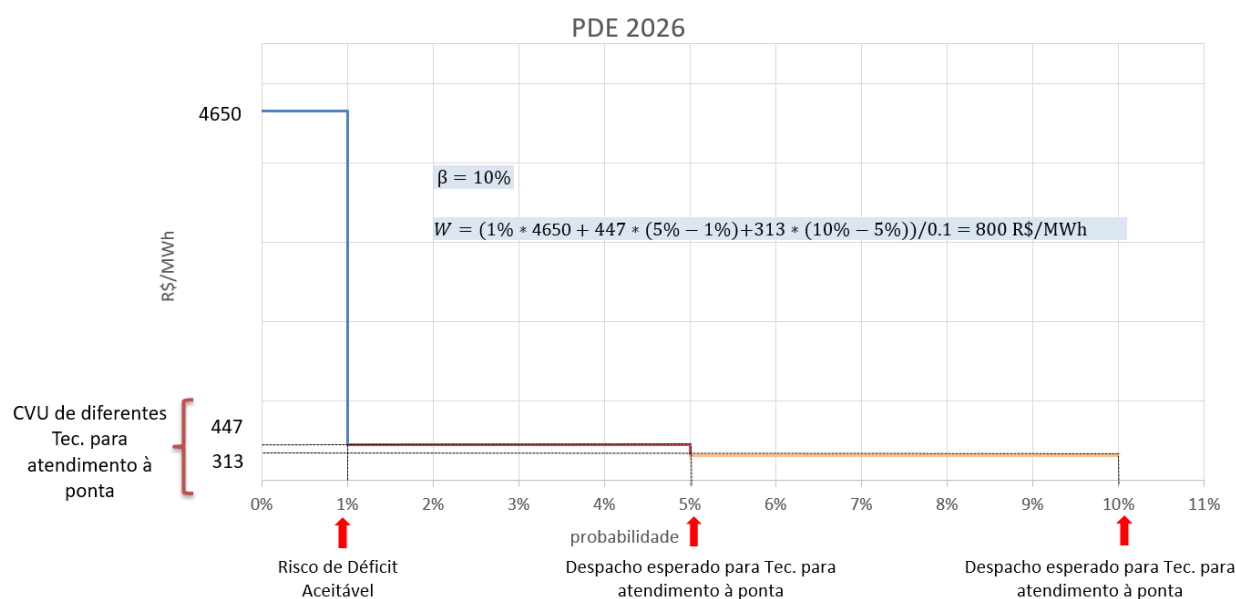


Figura 12 - Curva para definição dos parâmetros do CVaR do CMO, considerando a matriz do PDE 2026.

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*), além de dois PMO.

Tabela 7 - Avaliação do critério do CVaR de 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	2705 R\$/MWh
Caso Mercado Baixo	751 R\$/MWh	02/2019	1014 R\$/MWh
Caso Mercado Alto	883 R\$/MWh		
Caso Gás	685 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 o PMO, considerando dois momentos onde o ONS precisou fazer uso de despacho fora da ordem de mérito, os CVaR_{10%} (CMO) teria violado o limite de R\$800/MWh.

Considerando a metodologia proposta e os estudos do PDE 2026, 2027 e 2029, este trabalho propõe que seja aplicado o critério CVaR_{10%} (CMO) ≤ 800 [R\$/MWh] para cada subsistema e com discretização mensal.

5.3. OPERACIONALIZAÇÃO

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

5.3.1. PLANO DECENAL 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 tem passado a ser restrito também em capacidade (e não mais só em energia) um detalhamento da operação se faz necessário para verificar as condições de atendimento instantâneo. O fluxograma apresentado na Figura 13 representa esse processo, considerando o critério de suprimento vigente.

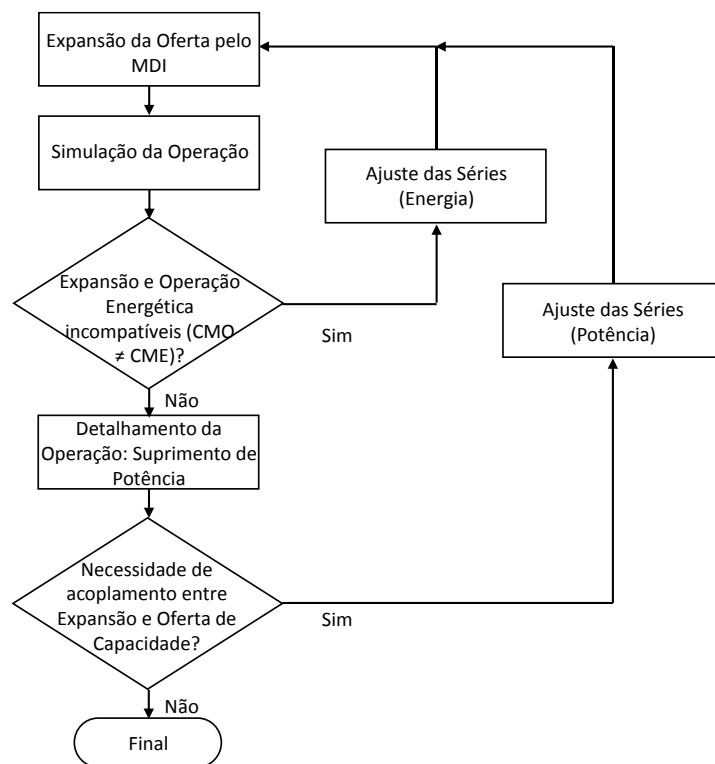


Figura 13 - Etapas de solução do problema da expansão.

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 hidrelétricas¹⁷, 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 os novos critérios de suprimento, propostos nesse documento, apresentam escalas 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, na discretização necessária, é possível adaptar o processo de ajuste do PDE aos critérios propostos. O procedimento utilizado deve

¹⁷ Atualmente o MDI considera 10 séries de energia e potência, provenientes de uma simulação prévia da operação individualizada do Modelo Suishi.

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

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

O mesmo raciocínio e procedimento podem ser utilizados para o critério de potência. Entretanto, nesse caso, o sistema brasileiro ainda não possui um custo de déficit de potência (ou custo de interrupção) formalmente definido. Dessa forma, o ajuste pode ser feito iniciando o processo com o mesmo custo de déficit de energia, que provavelmente não será suficiente para atender aos requisitos de potência (tendo em vista a curta duração desses eventos), e o processo deve ser ajustado até que a igualdade do critério seja obtida. A Figura 14 apresenta o fluxograma desse processo.

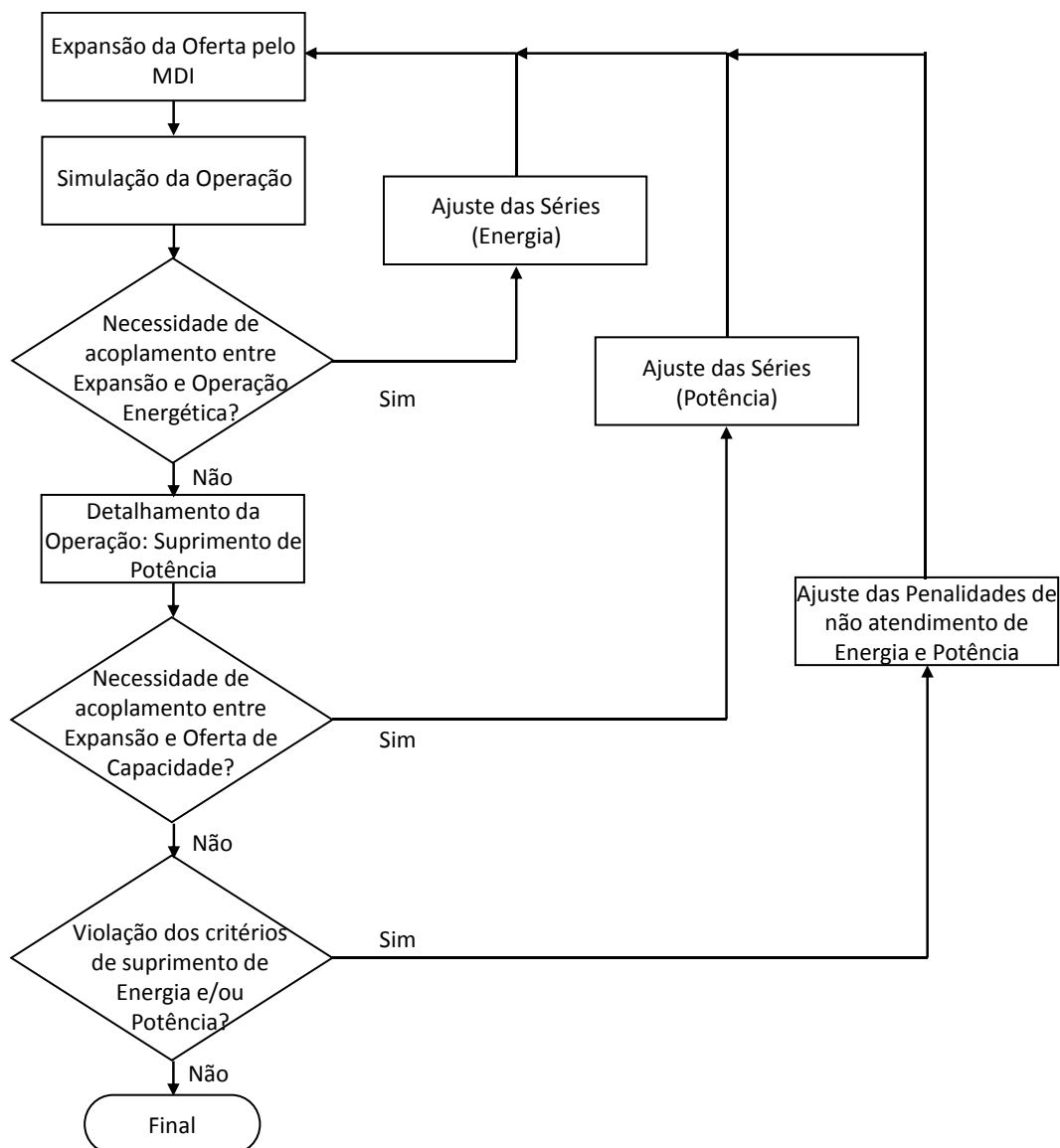


Figura 14 – Fluxograma do procedimento para adequação do PDE aos novos critérios de suprimento.

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 aos critérios de suprimento de energia e/ou 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, 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 os novos critérios trarão e 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 leva ao atendimento dos critérios relacionados ao suprimento de energia. Portanto, não é esperado que a introdução dos novos critérios 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

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

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

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

Onde:

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

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

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

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

β : valor limite para a restrição do CVaR [energia não suprida] proporcionalmente à demanda

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

Como a carga crítica representa a quantidade de energia que o sistema consegue atender dado um critério de suprimento, o cálculo desta grandeza está diretamente associado ao critério estabelecido. Cabe destacar que as garantias físicas dos empreendimentos representam a contribuição desses empreendimentos no atendimento a essa carga crítica.

Considerando os critérios de suprimento vigentes, de risco de déficit limitado a 5% e da igualdade do CMO e CME, a operacionalização da convergência do mercado crítico para cálculo das garantias físicas dos empreendimentos com despacho centralizado pode ser observada no fluxograma apresentado na Figura 15.

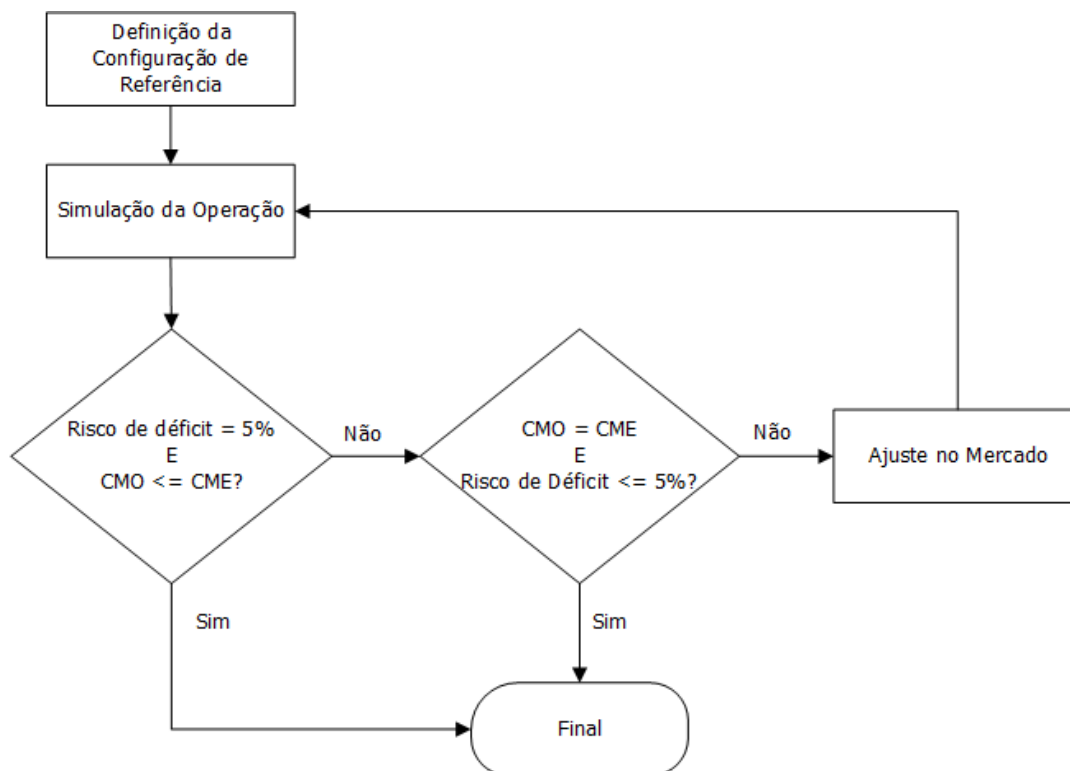


Figura 15 - Etapas de convergência da carga crítica no processo de cálculo de garantia física.

Ressalta-se que para obtenção da carga crítica é necessário que pelo menos um dos critérios esteja ativo. Caso contrário, seria possível ajustar o mercado de maneira incremental até que uma restrição se torne ativa.

Na prática, desde a implementação do critério econômico em 2008, a igualdade do CMO e CME passou a ser o critério ativo, com o limite de risco de insuficiência de oferta passando a ser atendido com folga. Nesse sentido, os novos critérios de suprimento resultam na incorporação de dois novos componentes de avaliação e na retirada do critério recorrentemente inativo do risco de déficit de energia. A adequação do processo de cálculo da garantia física considerando os novos critérios de suprimento pode ser observada no fluxograma da Figura 16.

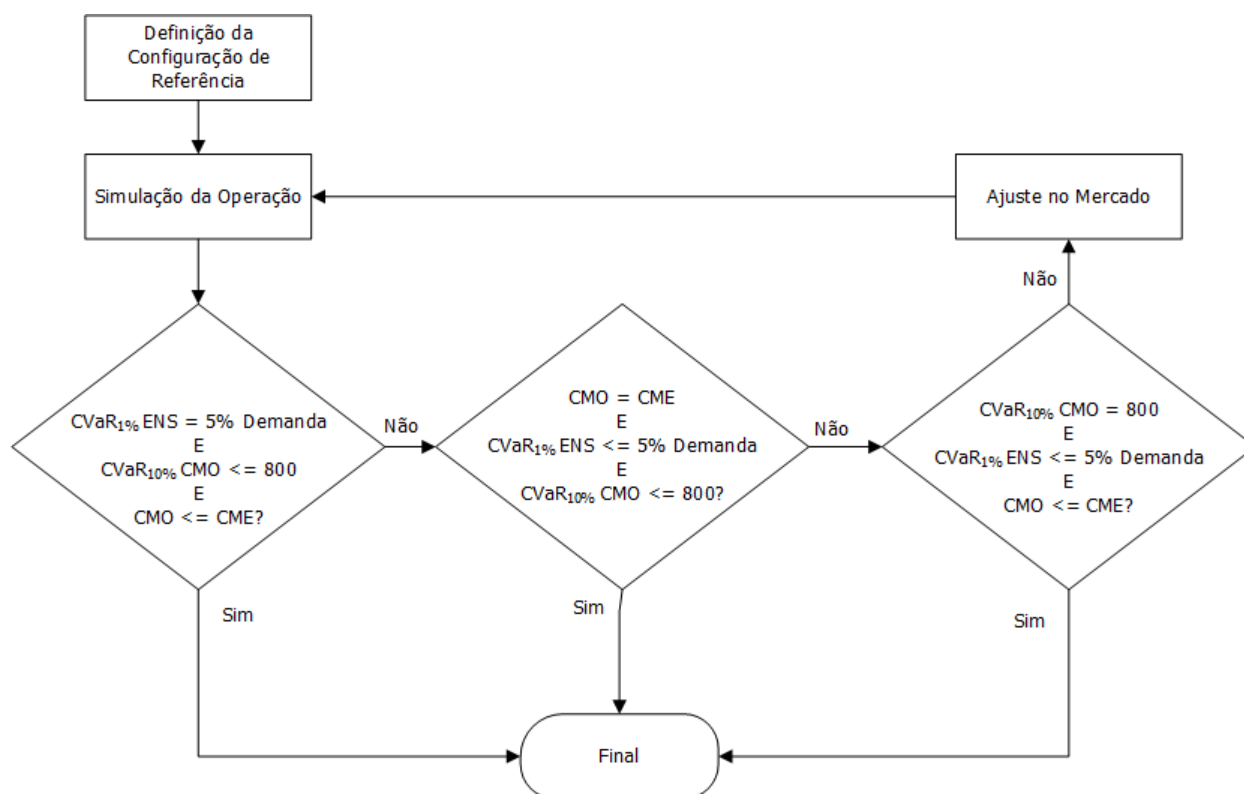


Figura 16 - Fluxograma do procedimento de convergência da carga crítica considerando os novos critérios de suprimento.

Após a convergência da carga crítica, o cálculo da garantia física passa a ser realizado considerando a equação anterior que, como informado, resultará em uma expressão diferente da atual apenas para os casos em que a componente do CVaR da energia não suprida for o critério ativo.

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, a métrica de potência dos novos critérios de suprimento não será incorporada neste processo, devendo ser objeto de avaliações posteriores no caso da definição de lastro de capacidade.

Para avaliação de um eventual impacto no dimensionamento das garantias físicas dos empreendimentos com despacho centralizado em decorrência da utilização dos novos critérios para avaliação da adequabilidade do suprimento, foram realizados ambos os processos de convergência da carga crítica descritos acima a partir do caso base para o cálculo da garantia física dos empreendimentos participantes no Leilão A-4/2019, disponível no site da EPE. Nesse contexto, a partir da metodologia vigente de cálculo de garantia física, buscou-se explicitar o

impacto exclusivamente decorrente da aplicação dos novos critérios de suprimento em um caso estático utilizado para o cálculo de garantia física.

Dessa forma, a única diferença entre os casos convergidos é a consideração dos novos critérios de suprimento no processo para obtenção da carga crítica, permanecendo inalterada a configuração de referência e as demais premissas.

A Tabela 8 apresenta um resumo dos resultados encontrados para as métricas associadas tanto aos critérios vigentes quanto aos critérios propostos com as respectivas parametrizações.

Tabela 8 - Comparação dos resultados para as diferentes métricas

Critérios de Suprimento Considerados	Risco de déficit (%)	CMO médio (R\$/MWh)¹⁸	CVaR ENS (% Demanda)	CVaR CMO (R\$/MWh)
Critérios Atuais	0.42%	234.23	0.7%	849.72
Critérios Propostos	0.40%	222.83	0.6%	805.05

Com a atualização dos critérios, a restrição ativa deixou de ser a igualdade do CMO e do CME, passando a se tornar o CVaR_{10%} do CMO.

Assim, considerando a operacionalização descrita anteriormente, o mercado simulado foi ajustado por meio de reduções sucessivas, resultando em um decremento final de, aproximadamente, 0,3%. As variações na carga crítica, no bloco térmico e no bloco hidráulico são apresentadas na Tabela 9.

¹⁸ O CME vigente na época de cálculo é de R\$234/MWh.

Tabela 9 - Comparação dos resultados com a aplicação dos diferentes critérios

Critérios de Suprimento Considerados	Bloco Hidráulico (MW médio)	Bloco Térmico (MW médio)	Bloco de usinas não despachadas (MW médio)	Carga Crítica (MW médio)
Critérios Atuais	53 960	17 948	15 807	87 715
Critérios Propostos	53 958	17 663	15 807	87 427
Diferença %	0.0%	-1.6%	-	-0.3%

Dos resultados para essa configuração, observa-se que o bloco hidráulico permaneceu estável, indicando não haver alterações significativas nas garantias físicas desses empreendimentos em decorrência, exclusivamente, da consideração dos novos critérios de suprimento propostos. Para o bloco térmico houve uma redução de 1,6%. No entanto, individualmente, os empreendimentos termelétricos são afetados de maneira diferente em função de suas características técnico-operativas e, principalmente, econômicas, como o custo variável unitário.

Por conta disso, de forma a se obter um maior grau de detalhamento dos impactos para os empreendimentos termelétricos, o bloco térmico foi dividido em faixas de CVU, conforme a Tabela 10, em que foram agregados os resultados das garantias físicas simuladas para as usinas pertencentes a cada conjunto de CVU correspondente. Como resultado, observa-se que para as usinas com CVU baixo não houve indicação de alteração significativa na garantia física, que passou a apresentar mudanças mais relevantes para o conjunto de usinas com CVU mais elevado.

Tabela 10 - Comparação dos resultados para os empreendimentos termelétricos por faixa de CVU

Faixa de CVU (R\$/MWh)	GF simulada (critérios atuais)	GF simulada (novos critérios)	Diferença %
CVU < 100	6 692	6 692	0.0%
100 <= CVU < 200	5 202	5 170	-0.6%
200 <= CVU < 300	4 697	4 542	-3.3%
300 <= CVU < 600	930	864	-7.2%
CVU >= 600	428	395	-7.6%

Cabe destacar que como o critério ativo não foi o CVaR da energia não suprida, a equação para obtenção das garantias físicas simuladas foi a mesma em ambos os casos e corresponde à estabelecida na Portaria MME nº 101/2016.

Adicionalmente, é importante ressaltar que os resultados apresentados nessa seção foram obtidos para o caso base do Leilão A-4/2019 e com o objetivo de se obter uma primeira sensibilidade dos impactos nas garantias físicas associados exclusivamente à adoção dos critérios de suprimento propostos.

Dessa forma, é importante mencionar que não foram avaliados impactos decorrentes de evoluções metodológicas e outros parâmetros que não fazem parte do escopo deste relatório, assim como destacar que eventuais mudanças na configuração de referência e nos demais parâmetros de entrada, considerados nas simulações, podem levar a níveis de impacto diferentes.

6. CONCLUSÕES

Iniciativas como a implantação do preço horário e a revisão dos critérios de garantia de suprimento têm como função central permitir “enxergar” o sistema eletro-energético de forma mais aderente à realidade operativa e são passos fundamentais para avançar em outras discussões em pauta no Governo, no âmbito do Grupo de Trabalho de Modernização do Setor Elétrico, instituído na Portaria MME nº 187, de 2019¹⁹. Dentre os eixos temáticos discutidos no GT a revisão do critério de suprimento tem forte correlação, mas não só, com a separação entre lastro e energia, uma das principais discussões relacionadas ao novo desenho de mercado. Os critérios de suprimento devem estabelecer parâmetros que sinalizem para a necessidade de contratação adicional dos atributos que o sistema requer. Analisando o mesmo ponto sobre outra ótica, o mapeamento do sistema realizado para propor a revisão dos critérios é o ponto de partida para o desenho dos produtos necessários e que serão comercializados no novo mercado.

A necessidade de revisar os critérios de garantia de suprimento, apontada neste documento, tem como objetivo tornar os instrumentos de avaliação das condições de atendimento ao sistema elétrico mais transparentes e assertivos, aumentando a aderência entre o planejamento da operação, planejamento da expansão e cálculo de garantia física. Dessa forma, o planejador entregaria ao operador um sistema mais seguro sob diversos aspectos (Custo Marginal de Operação (CMO), déficit de energia e déficit de potência), dado determinados níveis de riscos julgados aceitáveis, e ao menor custo. Ressalta-se que os benefícios da implementação dos critérios propostos serão observados pelo operador do sistema (ONS) quando a expansão indicada se realizar.

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

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

¹⁹ Projeto de Lei de Modernização e Expansão do Mercado Livre de Energia Elétrica, que tem como objetivo o aprimoramento do Marco legal do setor elétrico brasileiro e reflete o encerramento da Consulta Pública Nº 33.

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 a 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 23/10/2019. A Tabela 11 resume a proposta de revisão dos critérios de garantia de suprimento, que deverão ser aplicados nos estudos de planejamento da expansão a partir de janeiro de 2020, após aprovação pelo CNPE.

É importante destacar que, tendo em vista a internalização do critério econômico 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. Ressalta-se, no entanto, que no caso de as métricas de risco propostas associadas ao atributo energia serem ativas no processo para cálculo das garantias físicas, a igualdade entre CMO e CME poderá não ser atendida.

Tabela 11 - Resumo das métricas propostas

	PDE	Cálculo de Garantia Física
Critérios de Segurança	$CVaR_{1\%}(ENS) \leq 5[\%Demanda]$ $LOLP \leq 5\%$ ^(a) $CVaR_{5\%}(PNS) \leq 5[\%Demanda]$	$CVaR_{1\%}(ENS) \leq 5[\%Demanda]$
Critérios Econômicos	$CVaR_{10\%}(CMO) \leq 800[R\$/MWh]$	$CVaR_{10\%}(CMO) \leq 800[R\$/MWh]$ CMO=CME, se as métricas de risco estiverem abaixo dos limites.

(a) Probabilidade associada a uma duração de 1,5% do mês (demanda de ponta).

A não consideração do requisito de flexibilidade de forma explícita nos critérios propostos, 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 hajam avanços na representação dos modelos de otimização energética e na qualidade de dados que permitam aferir de forma precisa a escassez de flexibilidade para expansão do sistema, naturalmente os critérios devem evoluir para que sejam incorporadas novas métricas associadas a este atributo.

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

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

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

- Revisão das Resoluções CNPE: Definição das métricas associadas ao critério de garantia de suprimento.
- Publicação de Portaria MME: Definir e avaliar periodicamente, ou na ocorrência de fatos relevantes, p. ex. mudança de versão dos modelos de otimização, a necessidade de

revisão dos parâmetros associados às métricas de risco, sejam eles os níveis de confiança ou os limites máximos.

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 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.

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

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

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

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

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

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

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

Conforme mencionado, existe uma relação direta entre os processos de planejamento centralizado, critério de garantia de suprimento e desenho de mercado para contratação de empreendimentos de geração. Esta relação e as variáveis de entrada e saída de cada processo são ilustrados na Figura 17.

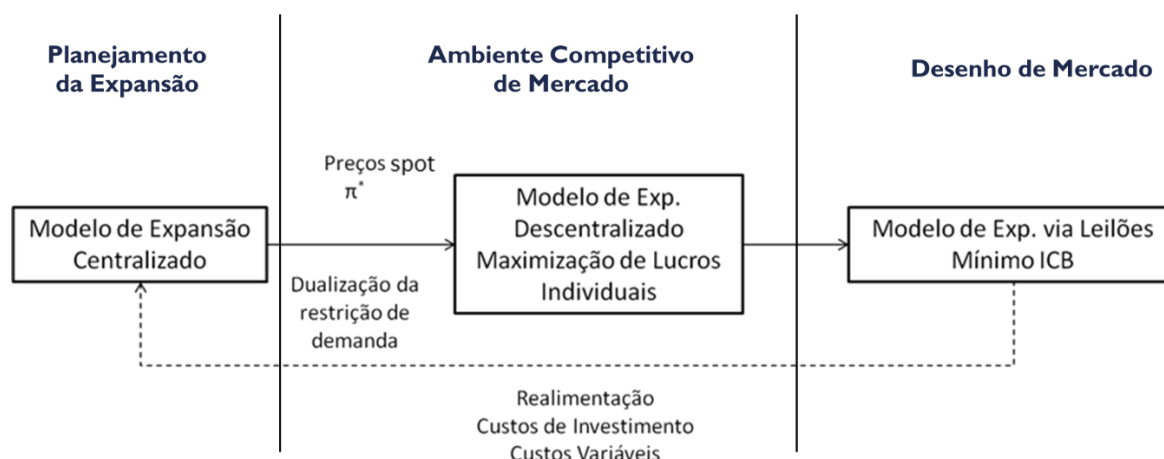


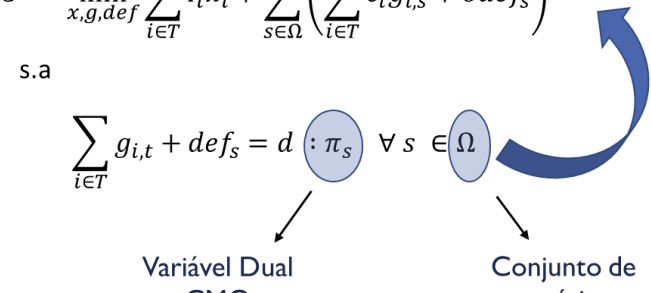
Figura 17 - Relação entre os processos de planejamento, ambiente competitivo e desenho de mercado.

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

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

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

s.a

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


Variável Dual CMO

Conjunto de cenários

Relaxação Lagrangeana da Restrição

Onde:

x_i : variável de decisão de investimento na usina i

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

def_s : variável de decisão déficit no cenário s

c_i : custo de operacional unitário da usina i

d : demanda de energia elétrica

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

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

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

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

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

$$\min_x \sum_{i \in T} x_i GF_i ICB_i$$

s.a.

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

Onde:

GF_i : garantia física do projeto i

ICB_i : índice custo benefício do projeto i

O trabalho de César (2015) demonstra matematicamente que, dadas as condições de desenho de mercado do setor elétrico brasileiro²⁰ e utilizando técnicas da teoria econômica (renda inframarginal, renda da escassez, remuneração de custos fixos e valor do consumidor), que para garantir o mesmo resultado do planejamento centralizado, (sob informação perfeita) a garantia física de um projeto deve ser obtida pela expressão:

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

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

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

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

²⁰ Adiciona-se ao que já foi apresentado sobre o desenho de mercado brasileiro o fato de que na ocorrência de racionamentos de energia os contratos são bilateralmente reduzidos exatamente no percentual racionado. Ressalta-se que todas as demonstrações consideram condições teóricas de linearidade de todas as restrições.

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

s.a

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

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

Conjunto de α piores cenários

Variável Dual Da restrição CVaR

Relaxação Lagrangeana das Restrições

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

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

Receita proveniente da “venda” de segurança energética

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

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

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

Essa nova expressão passa a considerar a contribuição do projeto para atender o critério de garantia de suprimento e o valor que os consumidores atribuem a essa capacidade. Conforme

pode-se desenvolver, a partir dessa expressão geral, ao se verificar o caso específico em que a restrição CVaR do déficit, não é o critério ativo, e, portanto, o valor de λ é nulo, obtém-se a mesma expressão anterior (sem o critério proposto).

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

APÊNDICE II – EXEMPLOS ILUSTRATIVOS DE ANÁLISE DAS PROPRIEDADES DE MEDIDAS COERENTES 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.

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

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

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

A Figura 18 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:

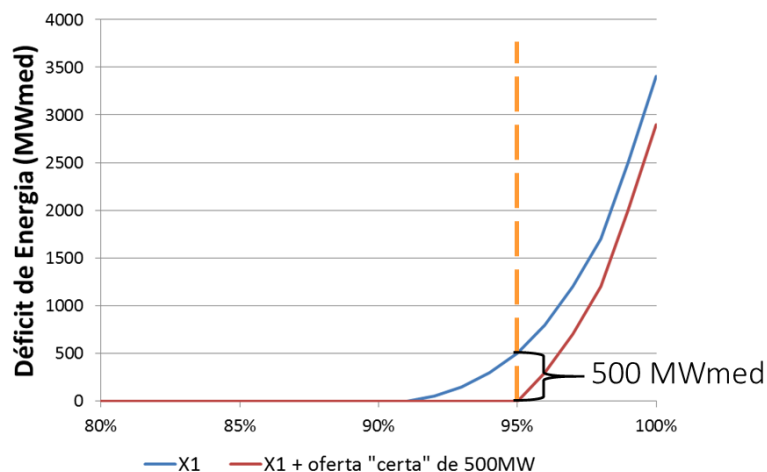


Figura 18 - Exemplo de invariância à translação.

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 vislumbra 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 percentis²¹.

O gráfico apresentado na Figura 19 seguir ilustra este efeito para a medida de risco $VaR_{5\%}$, observada em dois sistemas, X1 e X2, sendo um dominante ao outro.

²¹ Quando este fato ocorre, diz-se que uma variável aleatória (déficit de um sistema) domina estatística a outra variável aleatória (déficit do outro sistema).

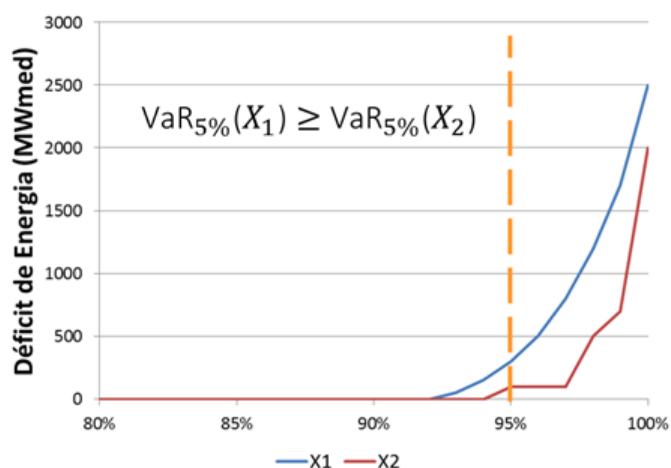


Figura 19 - Exemplo de monotonicidade.

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

4) Subaditividade - "Efeito portfólio"

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

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

Exemplo:

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

Do exemplo numérico apresentado pode-se concluir:

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

É importante salientar que a construção de um portfólio de fontes de geração, e conseqüentemente 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 20 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.

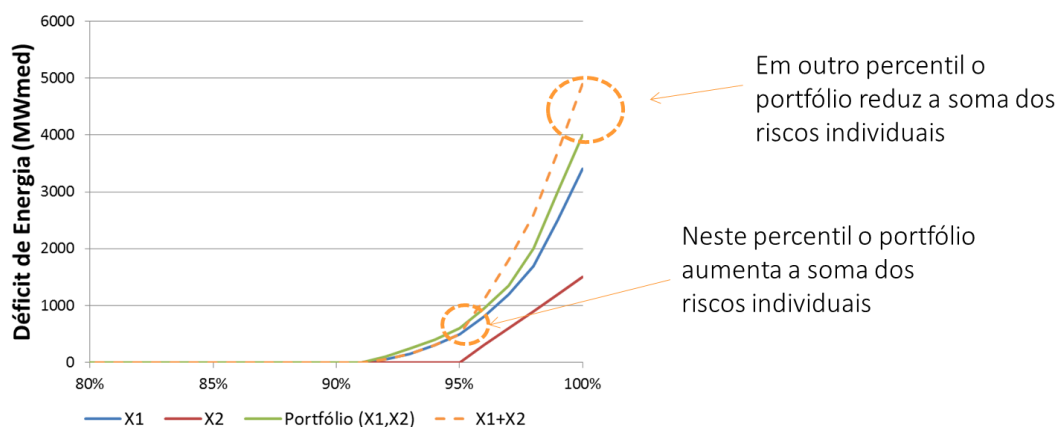


Figura 20 - Exemplo de subaditividade.

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 III – 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 detalhes dos critérios utilizados para a expansão do sistema²², Figura 21.

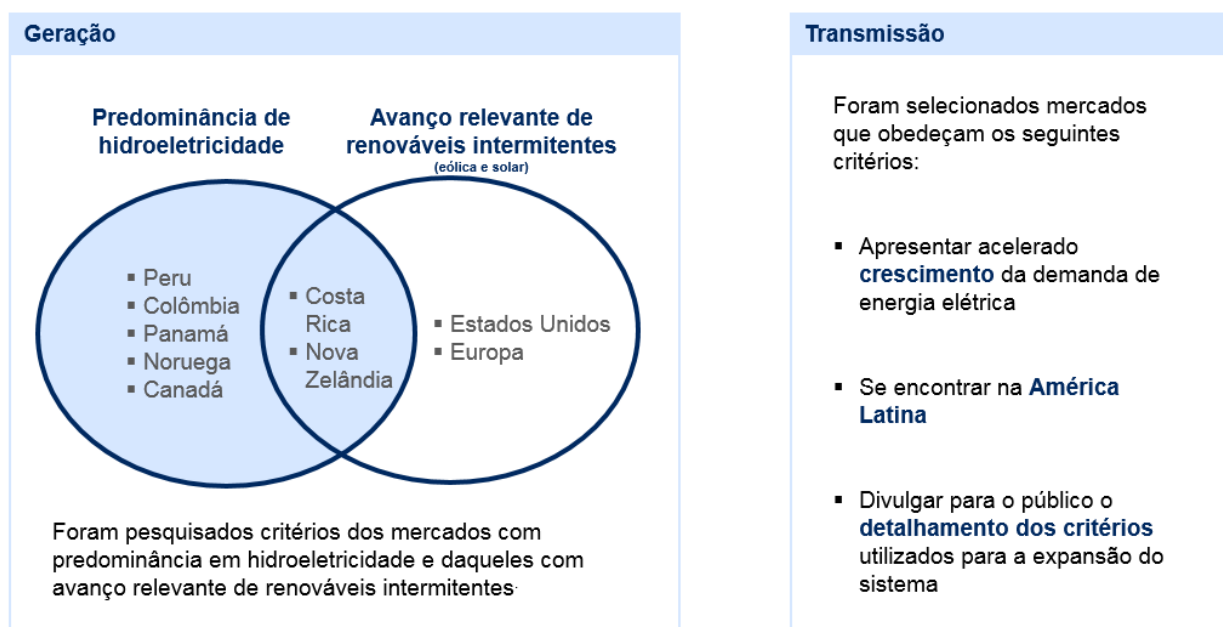


Figura 21 - Critérios para escolha dos países a serem analisados.

Nos países com predominância de geração hidráulica listados na Tabela 12 são empregados critérios que consideram a probabilidade do déficit ($P_{\text{déficit}}$), valor esperado da energia não suprida ($E_{\text{déficit}}$), além dessas medidas condicionadas, por exemplo, $E_{\text{déficit}} | 95\%$ 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 ($P_{\text{déficit}} | \text{déficit} > 2\% \text{ demanda}$).

²² International Energy Agency (IEA), BP Statistical Review of World Energy 2016

Tabela 12 - 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 Déficit não recorrente num mês	Não especificado	Falha mais severa no sistema Seca por 2a consecutivos sem déficit	Winter energy margin 14-16%
Outros	Projetos economicamente viáveis	X	X		X		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

23

²³ 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 N° 076-2017-GRT, UPME – Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmission 2016-2030, ICE – Plan de Expansión de la Generación Eléctrica 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 13 - 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 geração e transmissão (HVDC)
Outros	Flexibilidade: maior ramp-up de 3 horas	-	-	-	Critério de flexibilidade será incorporado

24

²⁴ 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.