

ONS NT - 0126/2019

METODOLOGIA PARA CONSTRUÇÃO DA CURVA REFERENCIAL DE ARMAZENAMENTO - CREF

DEZEMBRO DE 2019

Operador Nacional do Sistema Elétrico

Rua Júlio do Carmo, 251 - Cidade Nova

20211-160 – Rio de Janeiro – RJ

Tel (+21) 3444-9400 Fax (+21) 3444-9444

Este documento foi assinado digitalmente por Francisco Jose Arteiro De Oliveira.
Para verificar as assinaturas vá ao site <https://portalassinaturas.ons.org.br> e utilize o código C396-5111-818B-83C3.

© 2019/ONS

Todos os direitos reservados.

Qualquer alteração é proibida sem autorização.

ONS NT - 0126/2019

METODOLOGIA PARA CONSTRUÇÃO DA CURVA REFERENCIAL DE ARMAZENAMENTO - CREF

DEZEMBRO DE 2019

Este documento foi assinado digitalmente por Francisco Jose Arteiro De Oliveira.
Para verificar as assinaturas vá ao site <https://portalassinaturas.ons.org.br> e utilize o código C396-5111-818B-83C3.

Sumário

1	Introdução e Objetivo	4
2	Metodologia de definição da Curva Referencial de Armazenamento (CRef)	10
3	Resultados da aplicação da metodologia proposta para definição da CRef	13
4	Conclusões e Recomendações	15

1 Introdução e Objetivo

O Planejamento da Operação Energética tem por objetivo apresentar as avaliações das condições de atendimento à carga prevista de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN para um horizonte superior a um mês até cinco anos à frente. Estes estudos visam subsidiar o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, o Ministério de Minas e Energia - MME e a Empresa de Pesquisa Energética – EPE/MME quanto à eventual necessidade de estudos de planejamento da expansão, no sentido de avaliar a necessidade/viabilidade da antecipação de obras de geração e/ou transmissão para a adequação da oferta de energia elétrica aos critérios de garantia de suprimento. Esses critérios são definidos pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE (Resolução CNPE nº 01/2014), bem como ao estabelecido na Lei nº 10.848/2014, no que diz respeito a plenitude da contratação do mercado projetado para todos os consumidores do SIN no horizonte dos próximos cinco anos. Essa contratação é lastreada na disponibilidade das energias asseguradas dos empreendimentos outorgados sob a égide de leilões públicos ao menor preço. Esse tipo de avaliação de desempenho do SIN é definida como Análise Estrutural¹.

Adicionalmente, com base no subsídio de estudos elaborados pelo ONS, cabe ao CMSE a deliberação de eventuais medidas operativas adicionais ao despacho por ordem de mérito que garantam o equilíbrio conjuntural de curto prazo da operação do SIN, ou seja, o pleno atendimento ao mercado, sempre à luz da modicidade tarifária cotejada com a segurança energética. Esse tipo de avaliação de desempenho do SIN é definida como Análise Conjuntural e, normalmente, contempla os horizontes de um mês em curso até o final da estação seca ou da estação chuvosa, dependendo do momento de sua realização².

Estas eventuais medidas operativas adicionais, comandadas pelo CMSE, podem ter por base uma metodologia que justifique o despacho de geração fora da ordem de mérito (DFOM). Esta geração adicional é titulada na apuração da pós-operação como “Garantia de suprimento energético (GE)”, e abrange os despachos de recursos energéticos ou mudanças no sentido dos intercâmbios entre submercados por decisão do CMSE. Cabe destacar, que estes despachos têm comando e apuração diferenciada dos que acontecem no caso da “Geração Fora

¹ A Análise Estrutural desenvolvida pelo ONS é normalmente apresentada no Plano da Operação Energética – PEN, que contempla o horizonte de médio prazo de cinco anos à frente e é elaborado com base no PMO de maio de cada ano em curso. O PEN 2019 (2019/2023), por exemplo, já foi encaminhado para todos os agentes setoriais, MME, EPE, ANEEL e CCEE; está disponível no SINtegre -ONS.

² A Análise Conjuntural desenvolvida pelo ONS é apresentada para os dois primeiros anos do PEN e atualizada sistematicamente para as reuniões ordinárias e/ou extraordinárias do CMSE.

da Ordem de Mérito de Custo (GFOM)”, que corresponde a um montante de geração programado fora da Ordem de Mérito de Custo para compensação antecipada de eventuais indisponibilidades por falta de combustível.

A partir do racionamento de 2001, uma das grandezas energéticas de maior atenção do ONS tem sido a energia armazenada (% da Energia Armazenada Máxima - %EARmax) nos principais subsistemas, bem como nos principais reservatórios de regularização das bacias hidrográficas, dado que estes estoques estratégicos de água armazenada permitem garantir a controlabilidade da operação eletroenergética do SIN (face a predominância da hidroeletricidade na geração de energia elétrica para o SIN), principalmente no final de cada estação seca e na transição para a estação chuvosa subsequente. Isso explica os diversos mecanismos de aversão a risco que passaram a fazer parte de todo o processo de planejamento e programação da operação, como as Curvas Bianaais de Aversão a Risco – CAR, os Procedimentos Operativos de Curto Prazo - POCP, as Curvas Plurianuais (cinco anos) de Aversão a Risco – CAR5 e, o CVaR e, mais recentemente, o VMinOp.

Deve-se observar que, devido à expansão recente do parque gerador hidroelétrico estar baseada, em quase sua totalidade, em usinas hidráulicas a fio d’água, sem a agregação de reservatórios de regularização para fazer frente ao crescimento da carga, as condições de armazenamentos iniciais de cada mês e sua evolução ao longo do ano têm tido importância cada vez maior nas avaliações energéticas de curto prazo.

Destaca-se ainda a forte participação, na expansão da oferta, de outras fontes renováveis, que não são controláveis. Esse é o caso das usinas eólicas e fotovoltaicas, que, pela sua natureza intrínseca de variabilidade e intermitência, mais fortemente *inter* e *intra-day*, podem ser consideradas como “usinas de energia e não de potência”. Tudo isso representa uma mudança significativa de paradigma na evolução da Matriz de Energia Elétrica do SIN e traz consigo uma alteração, não só dos padrões operativos do SIN, para a garantia energética no médio e curto prazos, como também na própria evolução dos estudos energéticos para avaliações de desempenho, que se tornam fortemente sensíveis, às condições hidroenergéticas e meteorológicas de curto prazo e às condições econômicas do País, que se refletem no crescimento da carga prevista e realizada.

Vale comentar que nos últimos anos, de forma recorrente, houve uma maior exposição da operação do SIN às condições hidroenergéticas menos favoráveis no curto prazo, principalmente no subsistema Nordeste, uma vez que o SIN vem

perdendo sua “inércia hidroenergética”³, decorrente da diminuição gradativa do Grau de Regularização e da incorporação de usinas térmicas com custos unitários elevados, o que acaba por postergar seu acionamento e debitar, como consequência, volumes expressivos de água dos reservatórios de regularização a cada estação seca, o que leva ao diagnóstico também recorrente de que *“o equilíbrio estrutural é condição necessária, mas não suficiente para o equilíbrio conjuntural”*.

Conseqüentemente, o monitoramento contínuo das condições meteorológicas e hidroenergéticas de curto prazo é um fator fundamental na indicação da aplicação de medidas operativas de segurança que reduzam, na prática, os riscos da necessidade de um eventual gerenciamento da carga, inclusive avaliando-se a oportunidade de articulações com agentes do Setor, MME, MMA, ANA, Ibama e órgãos ambientais estaduais, para eventuais flexibilização de restrições operativas de diversas naturezas, tais como de uso múltiplo da água e/ou ambientais.

É importante mencionar que a eficiência dessas medidas operativas, que buscam o pleno atendimento da carga no curto prazo, o chamado Equilíbrio Conjuntural, depende fundamentalmente do nível de potência energética do SIN, na qual se inclui a reserva operativa do sistema para atendimento à demanda máxima e para a mitigação dos impactos da variabilidade e/ou intermitência da geração eólica e/ou solar. O dimensionamento adequado desta reserva constitui uma importante avaliação dos estudos de planejamento da operação para subsídios ao planejamento da expansão.

Nesse contexto, cumpre ao Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, propor medidas adicionais de segurança energética sempre que as condições conjunturais possam impor risco ao atendimento energético do País no horizonte temporal do planejamento e/ou programação da operação.

Essas medidas objetivam garantir armazenamentos mínimos nos reservatórios das usinas hidrelétricas, notadamente daquelas situadas nas cabeceiras das principais bacias hidrográficas do País, visando manter estoques estratégicos para o atendimento à carga e aos demais usos múltiplos da água ao longo de cada ciclo hidrológico anual.

³ Inércia hidroenergética pode ser definida como a velocidade com que um sistema de reservatórios de acumulação é deplecionado após o final da estação chuvosa para atender ao mercado de energia com geração hidráulica, economizando a geração térmica complementar. Por outro lado, no caso brasileiro, face à enorme capacidade de armazenamento ainda existente, cerca de 290 GWmês (uma das maiores do mundo), o sistema depende cada vez mais de um período chuvoso subsequente extremamente favorável para o pleno replecionamento dos reservatórios de regularização.

Desta forma, tendo em vista as condições hidrometeorológicas críticas que ocorreram nos últimos anos, o ONS vem apontando a necessidade de adoção de medidas adicionais de aversão a risco, de forma complementar às políticas de operação energética resultantes dos modelos de otimização adotados para o planejamento e programação da operação. Por exemplo, em 2019, medidas foram apresentadas por este Operador na Reunião Ordinária do CMSE de 06/02/2019 e na Reunião Extraordinária do CMSE de 08/02/2019, que deliberou, conforme transcrição a seguir:

- *“Despachar fora da ordem de mérito, por garantia de suprimento energético, a partir de 9 de fevereiro de 2019, as usinas termelétricas dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul com CVU de até R\$ 588,75/MWh, associado ao CVU da UTE Mário Lago;*
- *O ONS deve considerar, a partir de 9 de fevereiro de 2019, a oferta de importação de energia do Uruguai e Argentina como recurso adicional, mantendo a geração de usinas termelétricas, de acordo com o § 13, do art. 1º da Portaria MME nº 339/2018;*
- *O ONS fica autorizado a realizar despacho térmico por garantia de suprimento energético nos subsistemas Norte e Nordeste, tendo como meta a máxima exportação de energia para região Sudeste/Centro-Oeste, desde que traga benefício para a redução do custo de operação do sistema.”*

Dentre as medidas operativas apresentadas, destaca-se o despacho de geração térmica fora da ordem de mérito. Para tal, faz-se necessária a definição de métricas de monitoramento das condições de atendimento, que podem ser, por exemplo, através de uma ou mais curvas referenciais de armazenamento (CRef), e de critérios para a determinação do acionamento da geração termoelétrica complementar para recuperação dos níveis dos reservatórios de regularização em relação à essas curvas.

É importante destacar a necessidade de que essas métricas e critérios devam ser estabelecidos de forma clara, previsível e reproduzível por qualquer agente do setor elétrico, por se tratar de ações que resultam em custos adicionais à operação do SIN, impactando toda a sociedade.

Com esse intuito, o MME, em sua 220ª reunião do CMSE, deliberou sobre a continuidade das discussões sobre a metodologia para o despacho fora da ordem de mérito-DFOM. Desta forma, em reunião técnica para discutir a metodologia e os resultados preliminares de sua aplicação, realizada em 15/07/2019, o ONS

apresentou uma proposta de construção das Curvas de Referência, bem como os critérios para tornar ativo o despacho fora da ordem de mérito.

Em 16/08/2019, através da Carta ONS 0435/DPL/2019, foi disponibilizada a NT ONS 0076/2019_RV1, cujo objetivo foi apresentar uma proposta para a definição de uma família de Curvas Referenciais de Armazenamento - CRefs para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, visando garantir o atendimento energético através do monitoramento dos níveis dos reservatórios equivalentes de energia. Ademais, foram discutidos critérios para a definição do acionamento de geração térmica complementar àqueles despachados por ordem de mérito, o que constitui o chamado Procedimento Operativo de Despacho Fora do Mérito – PODFOM. Nessa reunião foi destacada a importância da escolha de uma série hidrológica que esteja aderente ao nível de aversão a risco percebido pelo Operador e pelo CMSE.

Na proposta apresentada na NT ONS 0076/2019_RV1 foram utilizadas as vazões médias verificadas nos últimos 5 anos para a construção das CRefs. Todavia, apesar das condições hidrometeorológicas recentes terem sido críticas, a média dessas vazões também compreende períodos de aflúências bastante favoráveis. Com o intuito de prover maior segurança na adoção das medidas operativas de despacho térmico adicional ao mérito, o ONS vem trabalhando em avaliações de sensibilidades com relação aos critérios de escolha dos cenários hidrológicos utilizados na definição das CRefs, buscando maior robustez, previsibilidade e reprodutibilidade para definição das curvas de referência.

Dessa maneira, na Reunião Ordinária do CMSE de 04/09/2019, o ONS apresentou duas alternativas para definição das CRefs:

- Alternativa 1: Média das vazões históricas dos últimos 5 anos (2014 a 2018), conforme apresentado na NT ONS 0076/2019_RV1; e
- Alternativa 2: Envoltória superior de curvas referentes às piores séries de vazões pré-selecionadas para o SIN que garantam a proteção do sistema a cada mês até novembro de 2019.

Tendo em vista, que neste momento, ainda não havia sido obtida convergência na definição das curvas, na reunião do grupo técnico, realizada em 21/10/2019, foi deliberada a confecção de 3 novas famílias de curvas:

- Curva anual, definida pela média das vazões dos 5 anos mais críticos (dentre os 20 anos mais recentes);
- Curva bianual, definida pela média das vazões dos 5 anos mais críticos (dentre os 20 anos mais recentes);

- Curva bianual, definida pela média das vazões dos 5 anos mais críticos, no primeiro ano, e pela média das vazões dos 10 anos mais críticos, no segundo ano.

Por fim, na reunião do grupo técnico do dia 30/10/2019, o ONS apresentou famílias de curvas e a deliberação do grupo foi pela seleção da curva bianual com o cenário hidrológico composto pela média das vazões dos 5 anos mais críticos dentre os 20 anos mais recentes, como sendo a proposta a ser trabalhada para posterior apreciação do CMSE.

Neste contexto, o objetivo desta NT ONS 0126/2019 consiste em detalhar a metodologia utilizada na definição da curva bianual calculada com a média das vazões dos 5 anos mais críticos (dentre os 20 anos mais recentes), proposta pelo grupo técnico e apresentada na reunião ordinária do CMSE do dia 04/12/2019.

Destaca-se que o princípio basilar do DFOM é ser um mecanismo de subsídio ao CMSE para a tomada de decisões heterodoxas com relação ao despacho de geração térmica do SIN, tendo como prerrogativa ser claro, robusto, transparente, reproduzível e previsível para todos os agentes setoriais.

É importante destacar que, apesar de ser uma curva bianual, ela será revisada a cada novo ciclo de planejamento anual e a decisão de geração fora do mérito será sempre uma prerrogativa do CMSE.

2 Metodologia de definição da Curva Referencial de Armazenamento (CRef)

A Curva Referencial de Armazenamento é estabelecida considerando que a demanda energética do SIN seja plenamente atendida, dado um cenário hidrológico e um montante de geração termoelétrica previamente despachado. Dessa forma, a curva fica condicionada ao montante de despacho termoelétrico, bem como, ao cenário hidrológico selecionado e ao nível de segurança indicado para o mês de novembro do segundo ano, variáveis estas, que retratam a aversão ao risco de curto prazo percebido pelo ONS e CMSE.

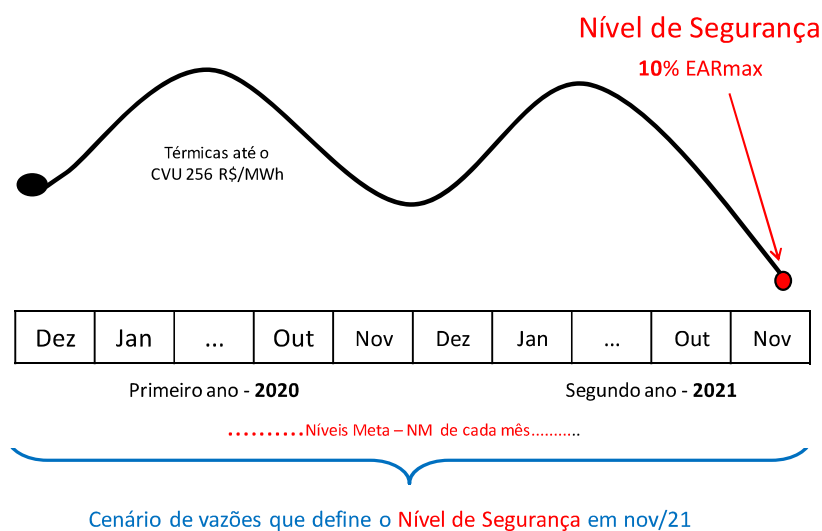
A concepção da Curva Referencial de Armazenamento 2020/2021 foi realizada de modo recursivo, visando determinar o menor armazenamento que assegure 10% EAR_{máx} no subsistema Sudeste/Centro-Oeste, ao final de novembro/2021. Para isso, foi considerado o seguinte cenário de geração térmica no SIN:

- Despacho Térmico limitado às usinas com CVU até 256 R\$/MWh - UTE Termorio.

Associada a esse despacho térmico foi construída a Curva de Referência 2020/2021.

A Figura 2-1, a seguir, ilustra a base conceitual da metodologia, quando as 3 escolhas são de extrema importância para aplicação do DFOM: O Nível de Segurança para o qual se quer proteger cada subsistema ao final de novembro de cada ano, o despacho térmico e os cenários hidrológicos para a CRef a ser construída recursivamente.

Figura 2-1: Base conceitual para a metodologia proposta



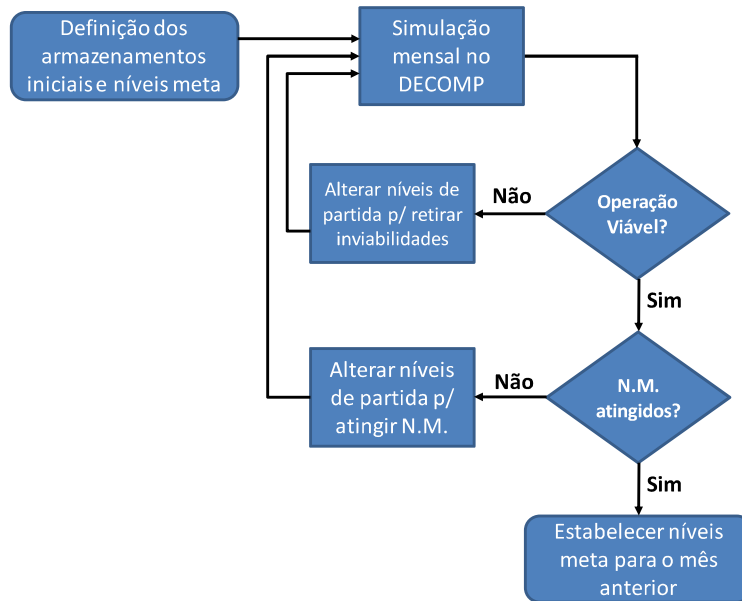
Como ferramenta para a construção das curvas de referência foi utilizado o modelo DECOMP, em sua modalidade “PL único”, com horizonte mensal, sendo estabelecida uma meta de armazenamento ao final de cada estágio (Nível Meta). Desta forma, como já mencionado anteriormente, a definição do nível meta de cada mês é realizada através de uma simulação mensal iterativa e recursiva, respeitando armazenamento mínimo de 10% $EARM_{\max}$ em cada mês, seguindo o procedimento descrito a seguir:

- Primeiramente simula-se o mês de novembro do segundo ano, estabelecendo-se o nível de armazenamento iniciais de cada usina hidroelétrica e o nível mínimo operativo de cada subsistema como meta de armazenamento ao final do mês (por exemplo: 10% no SE/CO, 30% no Sul, 22,5% no Nordeste, e curva referencial de Tucuruí para o subsistema Norte).
- Como se trata de uma simulação que visa obter o armazenamento mínimo necessário para atendimento ao nível meta, os armazenamentos iniciais de cada usina são um importante parâmetro para essa simulação e algumas condições de contorno (heurísticas) devem ser estabelecidas:
 - a. Na 1ª iteração são utilizados os armazenamentos mínimos de cada usina como ponto de partida, aplicando-se os valores das restrições “HV” (Restrições de volume máximo ou mínimo) utilizados no Programa Mensal da Operação Energética (PMO). Os armazenamentos iniciais das usinas do subsistema Sul respeitam o nível mínimo de 30% $EARM_{\max}$. No caso das UHEs da cascata do Rio São Francisco, foram adotados 30% V.U. para as UHEs Três Marias e Itaparica, e 20% V.U. para a UHE Sobradinho (correspondendo a 22,5% $EARM_{\max}$ da região).
 - b. Caso a operação resulte em déficit ou não atendimento à meta de armazenamento de algum subsistema, procede-se uma nova rodada com um incremento uniforme no nível de partida das UHEs do subsistema SE/CO.
 - c. Caso a operação resulte em inviabilidades pontuais decorrentes do atendimento às restrições elétricas ou restrições de defluência, armazenamento e irrigação, uma nova simulação é realizada elevando-se o nível de partida das usinas relacionadas às inviabilidades encontradas, podendo ser necessária atuação em diferentes usinas de uma mesma cascata.
 - d. Após a remoção das inviabilidades, ainda pode ser necessário atuar nos níveis de partida, uma vez que a operação viável pode chegar acima do nível meta estabelecido. Dessa forma uma nova rodada é realizada, atuando nos níveis de partida iniciais de forma que se chegue exatamente ao valor estabelecido de Nível Meta (N.M).

e. Por fim, os armazenamentos iniciais equivalentes de cada subsistema são utilizados como níveis meta na simulação recursiva a ser realizada para o mês anterior, limitados ao mínimo de 10% EAR_{máx}.

O fluxograma apresentado na Figura 2-2, a seguir, resume o processo acima descrito.

Figura 2-2: Fluxograma do processo de definição dos níveis meta mensais

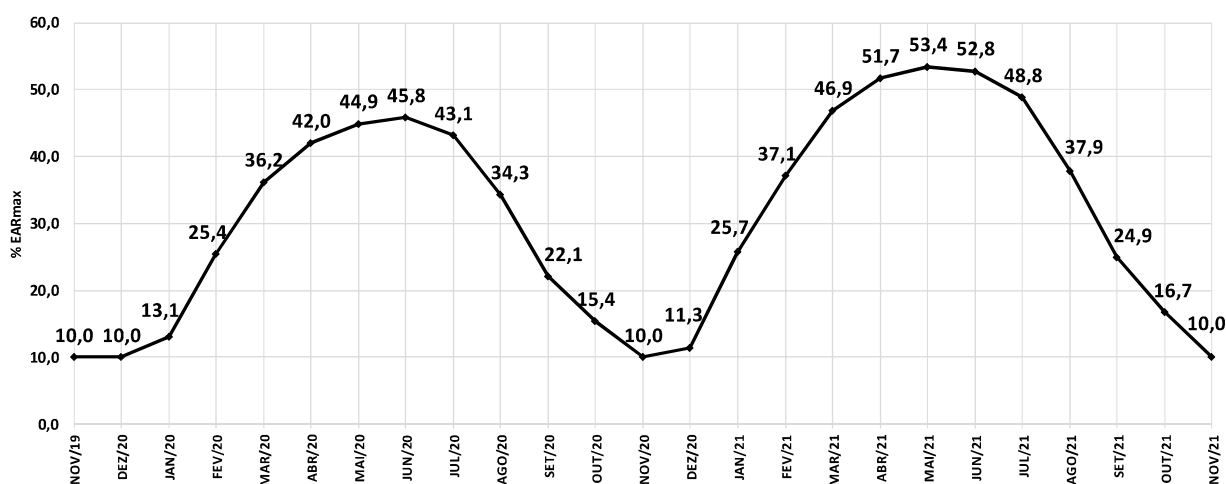


3 Resultados da aplicação da metodologia proposta para definição da CRef

De acordo com a proposta apresentada na reunião ordinária do CMSE, realizada em 04/12/2019, foi construída uma curva bianual, partindo de novembro de 2021, considerando a média das vazões dos 5 anos mais críticos (dentre os 20 anos mais recentes), conforme ilustrado na Figura 3-1, a seguir.

Vale destacar que para os demais subsistemas foram considerados níveis mínimos aderentes àqueles definidos para o Volume Mínimo Operativo (VMinOp) no âmbito da CPAMP, ou seja: 30% EAR_{máx} no Sul; 22,5% EAR_{máx} no Nordeste; e para o Norte, os níveis estabelecidos pela curva referencial de armazenamento da UHE Tucuruí.

Figura 3-1: Curva Referencial de Armazenamento – Sudeste/Centro-Oeste



A simulação formada pela composição de uma série hidrológica, definida pela média das vazões dos 5 anos mais críticos (dentre os 20 anos mais recentes) de cada intervalo (Dez a Nov, Jan a Nov, ..., Out a Nov, Nov), resultou em armazenamentos inferiores ao volume mínimo operativo do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, especialmente nos primeiros meses do estudo, indicando baixos armazenamentos nesses meses para assegurar 10% EAR_{máx} ao final de novembro/2021. Especialmente, para esses meses, para a apresentação da Curva de Referência, limitou-se o armazenamento ao mínimo estipulado para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, ou seja 10% EAR_{máx}.

Nesta curva bianual observa-se a passagem pelo Volume Mínimo Operativo de 10% no mês de novembro/2020. Tal fato indica que, devido a situação conjuntural

do sistema, os resultados obtidos são equivalentes ao de uma curva anual. Entretanto, a construção de uma curva com base bianual agrega segurança, tendo em vista que condições diferentes de partida nos estudos podem levar a curvas bastante distintas.

Outro fator relevante para a definição da Curva Referencial de Armazenamento, diz respeito à criticidade da série hidrológica considerada na simulação. A média das vazões dos 5 anos mais críticos, dentre os 20 anos mais recentes, gerou requisitos de armazenamento inferiores à energia armazenada verificada em 2019. Assim, a simulação de uma série hidrológica mais severa poderia resultar em maiores requisitos de armazenamento para as UHEs do subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Cabe ressaltar, que com o intuito de prover previsibilidade para os agentes e entidades do Setor, a atualização da curva deverá ser realizada para o ano seguinte sempre ao final de cada estação seca.

4 Conclusões e Recomendações

Tendo em vista as condições hidrometeorológicas críticas que ocorreram nos últimos anos, o ONS vem postulando a necessidade de adoção de medidas adicionais de aversão a risco, de forma complementar às políticas de operação energética resultantes dos modelos de otimização adotados oficialmente para o Planejamento e Programação da Operação.

Destaca-se que a Curva Referencial de Armazenamento – CRef apresentada nesta Nota Técnica se limita a servir como apoio às decisões tomadas pelo CMSE, sendo responsabilidade deste Comitê o comando pelo acionamento de geração térmica complementar àquelas despachadas por ordem de mérito.

A metodologia e principais premissas para elaboração da curva foram detalhadas nesta Nota Técnica, destacando-se a importância da escolha de uma série hidrológica que esteja aderente ao nível de aversão a risco percebido pelo Operador e pelo CMSE, no curto prazo, face às condições hidroenergéticas vigentes. É importante ressaltar que as métricas e critérios propostos são previsíveis e reprodutíveis por qualquer agente do setor elétrico. Isso é imprescindível, uma vez que estas ações resultam em custos adicionais à operação do SIN, impactando toda a sociedade.

Não obstante, considerando a importância da escolha dos cenários hidrológicos na definição da CRef, sem perda de continuidade, estão em curso no ONS avaliações de possíveis melhorias na seleção destes cenários, de forma a trazer mais robustez aos critérios de escolha e garantir a proteção desejada.

Lista de figuras e tabelas

Figuras

Figura 2-1: Base conceitual para a metodologia proposta	10
Figura 2-2: Fluxograma do processo de definição dos níveis meta mensais	12
Figura 3-1: Curva Referencial de Armazenamento – Sudeste/Centro-Oeste	13