



GRUPO DE ESTUDO DE COMERCIALIZAÇÃO, ECONOMIA E REGULAÇÃO DO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA - GCR

TRATAMENTO DA INDISPONIBILIDADE DE USINAS HIDROELÉTRICAS NÃO DESPACHADAS CENTRALIZADAMENTE PARTICIPANTES DO MRE

**MATHEUS BERNARDO MENOSSI(1); LUIZ HENRIQUE ALVES PAZZINI(1)
CAMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA(1)**

RESUMO

Em um cenário de mercado que o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) passa por discussões profundas de suas regras e aplicações, bem como grande influência de judicialização devido aos questionamentos de suas regras, a garantia de que o compartilhamento do risco hidrológico ocorra de forma justa entre os agentes é um ponto de grande importância. Riscos de motivações não relacionadas à hidrologia, como indisponibilidades de fatores técnicos ou operacionais das usinas, devem ser desconsiderados quando impactarem a geração dessas usinas. Assim, é necessária uma regra de apuração adequada dessa indisponibilidade, a qual ainda permanece em debate com o mercado.

PALAVRAS-CHAVE

Usina Hidráulica. MRE. Indisponibilidade. Risco hidrológico.

1.0 INTRODUÇÃO

A participação de hidroelétricas no Mecanismo de Realocação de Energia – MRE foi determinada, inicialmente, apenas para as usinas despachadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, conforme o Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998. Em 7 de novembro de 2000, através do Decreto nº 3.653, a participação no MRE foi ampliada a todas hidroelétricas, independentemente de seu tipo de despacho.

O Decreto nº 2.655 prevê em seu Artigo nº 24 que os riscos de indisponibilidade das usinas, de natureza não hidrológica, sejam assumidos individualmente pelas usinas, não cabendo o compartilhamento com o MRE. Dessa forma, há necessidade de apurar a indisponibilidade das usinas devido aos fatores externos à hidrologia.

Para as usinas não despachadas centralizadamente, que não possuem as exigências de medições de geração bruta e/ou sistemas de supervisão e controle por unidade geradora, a metodologia para apuração dessa indisponibilidade técnica sem a influência de condições hidrológicas passa a ser um desafio ao mercado e ao regulador.

O trabalho tem como objetivo apresentar a evolução regulatória sobre a apuração de indisponibilidade de usinas não despachadas e a atual proposta de aprimoramento. Inicialmente, apresenta-se o histórico de tratamento da indisponibilidade; em seguida, aborda-se o processo de revisão de garantia física dessas usinas, seus rebatimentos no assunto e analisa-se o impacto da Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016, e o cenário atual. Por fim, busca-se estimar impactos financeiros das indisponibilidades no MRE e são apresentadas as considerações finais.

2.0 DEFINIÇÃO DE CONCEITOS

2.1 Matriz Elétrica Brasileira

A matriz elétrica nacional possui grande representatividade de fontes renováveis, com destaque para a fonte hidráulica, que responde por 65,2% de toda a oferta, conforme Balanço Energético Nacional (BEN) do ano de 2021. Dessa forma, a grande participação da fonte hidráulica na matriz elétrica torna fundamental mecanismos e regras de operação de mercado que envolvem esse tipo de fonte, com destaque para o MRE.

2.2 Mecanismo de Realocação de Energia – MRE

A produção de energia de uma usina está condicionada ao despacho centralizado promovido pelo ONS, cujo objetivo é otimizar a geração e minimizar os custos operacionais do sistema, considerando as afluências hidrológicas, o armazenamento de água nos reservatórios, os custos informados pelas usinas térmicas e as restrições operacionais.

Diante dessas condições, o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) foi criado com a função de compartilhar os riscos hidrológicos associados à geração de energia pelas usinas hidráulicas despachadas de modo centralizado e otimizado pelo ONS. O compartilhamento também visa capturar a complementariedade hidráulica de empreendimentos localizados em regiões diferentes, promovendo melhor gestão dos riscos provenientes da hidrologia. Outro fator que justifica o MRE é a existência de usinas em cascata, em que as operações individuais não garantiriam a otimização do curso d'água, bem como poderiam gerar impasses comerciais entre os agentes. Posteriormente, a participação de usinas não despachadas centralizadamente foi autorizada em caráter opcional.

2.3 Garantia Física

Para efetuar o compartilhamento dos riscos hidrológicos entre as usinas do MRE, o Decreto nº 2.655 determina que cada usina deve possuir uma Garantia Física que corresponde a expectativa de energia que a usina agrega ao sistema ao longo do tempo, considerando fatores como características técnicas da usina, histórico de aflúências, previsão de manutenção ou falhas de equipamentos, dentre outros.

A Garantia Física de uma usina determina o quanto esse empreendimento deve contribuir para o mecanismo, constituindo um parâmetro fundamental para o funcionamento do MRE, devendo estar adequado, com revisões periódicas para evitar discrepâncias entre a expectativa de geração e o montante efetivamente gerado pelas usinas.

2.4 Generation Scaling Factor - GSF

Para avaliar o desempenho do MRE tem-se o GSF – *Generation Scaling Factor*, acrônimo em língua inglesa que representa um fator entre a energia produzida por todas as usinas do MRE e a garantia física total do MRE, baseado em apurações mensais. Ou seja, o GSF representa o percentual de garantia física que o mecanismo produz no mês.

Quando o GSF apresenta um valor maior que 100%, indica que as usinas geraram acima da garantia física do MRE. Todavia, quando o GSF é inferior a 100%, indica que as usinas não conseguiram produzir energia suficiente para atender a expectativa mensal de geração. Nos últimos anos o GSF apresenta tendência de desempenho menor que 100%, com o início de baixas aflúências a partir de 2013. Para 2021 prevê-se fechamento do ano com um GSF em 74%, conforme boletim InfoPLD, divulgado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

3.0 APURAÇÃO DE INDISPONIBILIDADE DE USINAS HIDROELÉTRICAS

A Garantia Física de um empreendimento do MRE tem grande impacto na transação de energia entre os participantes e, portanto, deve estar adequada a realidade de cada usina. Entretanto, deve-se entender que o MRE existe apenas para o compartilhamento de riscos de natureza hidrológica, ou seja, uma usina que não tenha produzido por conta da baixa hidrologia deve receber energia dos demais participantes.

Assim, caso ocorra uma falta de geração de uma usina por uma falha técnica ou por uma parada para manutenção, que superem o previsto no cálculo de sua Garantia Física, essa falta de geração não deve ser compartilhada com as demais usinas e o proprietário da usina deve arcar com esse risco.

3.1 Histórico da Apuração da Indisponibilidade

Para analisar a evolução da apuração de indisponibilidade, selecionaram-se marcos regulatórios que tiveram relevância e que são detalhados na Figura 1, representando os eventos de acordo com seu grau de importância.

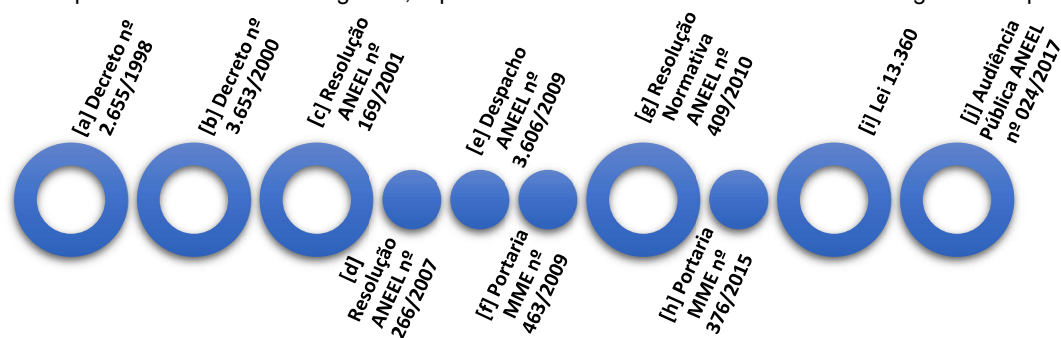


FIGURA 1 - Linha do tempo regulatória sobre a apuração de indisponibilidade.

A criação do MRE iniciou-se com o Decreto nº 2.655 [a], de 2 de julho de 1998, o qual foi inicialmente previsto para aplicação apenas para as usinas com despacho centralizado pelo ONS.

Posteriormente, em 7 de novembro de 2000, através do Decreto nº 3.653 [b], a participação no MRE foi ampliada para todas as usinas hidroelétricas. O Decreto estabeleceu que as regras da CCEE (Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE, à época) deveriam estabelecer os critérios de participação dessas usinas no MRE, ficando a Aneel com a competência de estabelecer a regulamentação necessária, o que ocorreu através da Resolução nº 169 [c], de 3 de maio de 2001 (REN 169).

Essa ampliação visou democratizar a participação no MRE e permitir que outras usinas pudessem compartilhar seus riscos hidrológicos. Todavia, a operação dessas usinas e a capacidade de supervisão pelo ONS não se aplica da mesma forma que para usinas despachadas centralizadamente, que necessitam de sistemas de medição, controle e comunicação maiores.

A participação de usinas hidráulicas não despachadas centralizadamente passou a ser opcional, sendo que para aderir ao MRE o proprietário deveria formalizar a participação junto à Aneel e CCEE, fornecendo informações para o cálculo de sua garantia física e informações previstas de valor da Indisponibilidade Forçada (IF) e da Indisponibilidade Programada (IP) da central hidrelétrica.

3.1.1 Mecanismo de Redução de Energia Assegurada – MRA

Uma vez calculada a garantia física da central, e possuindo os valores de referência de indisponibilidade programada e forçada, a REN 169 criou o Mecanismo de Redução de Energia Assegurada – MRA, sendo essa a primeira metodologia de apuração da indisponibilidade de usinas não despachadas centralizadamente.

O MRA foi concebido com o intuito de apurar montantes de indisponibilidades de usinas hidroelétricas e ajustar a garantia física (energia assegurada, à época). Caso os valores da indisponibilidade verificada superem os utilizados no cálculo da energia assegurada, para fins de aplicação no MRE, a energia assegurada deveria ser reduzida.

Entretanto, essa metodologia não foi aplicada de imediato. Devido à complexidade da apuração e confirmação dos motivos de indisponibilidades verificadas, o MRA deixou de ser incorporado às regras de comercialização da CCEE por longo tempo, período em que as usinas compartilhavam com o MRE o risco de não geração por força da hidrologia ou não, não estando adequada ao entendimento do Decreto nº 2.655. Apenas em 2006 foi aberta pela Aneel a Audiência Pública nº 015, para discussão dos aperfeiçoamentos necessários à REN 169.

Em 22 de maio de 2007, como resultado dessa audiência pública, foi publicada a Resolução Normativa Aneel nº 266 (REN 266) [d], o que possibilitou o início do envio pelos agentes geradores, à CCEE, dos dados de indisponibilidade e afluência dos empreendimentos hidrelétricos não despachados centralizadamente e participantes do MRE, e o compartilhamento dos dados de geração desses empreendimentos pela CCEE para a ANEEL.

Com a REN 266, o desempenho de geração das usinas em relação a sua garantia física foi mais bem observado, o que possibilitou, por exemplo, a identificação de problemas estruturais na série de vazões utilizada no cálculo da garantia física.

3.1.2 Caso Emblemático da PCH Araras

Em complemento, em análise do comportamento da PCH Araras, participante do MRE, foi constatado que a usina produziu montantes de energia muito aquém do previsto, justificados por conta de restrição hídrica imposta pelos usos múltiplos da bacia do rio Acaraú. Essa restrição, uma contingência individualizada do empreendimento, e não um risco hidrológico, fez com que o MRE assumisse uma indisponibilidade considerada indevida. Esse compartilhamento foi analisado pela Procuradoria Federal, através do Parecer nº 682/2009-PF/ANEEL, como “uma contingência individualizada do empreendimento, e não um risco hidrológico, que é um conceito relacionado a períodos úmidos e secos e que atinge as usinas hidrelétricas situadas no país” (grifo dos autores).

Como consequência, foi publicado o Despacho nº 3.606 [e], de 22 de setembro de 2009, excluindo a PCH Araras do MRE devido à baixa geração verificada até que o Ministério de Minas e Energia reavaliasse sua garantia física, e determinado à Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração – SRG que apresentasse proposta para regulamentar os requisitos e procedimentos para exclusão de uma usina no MRE.

3.1.3 Aperfeiçoamento nos Critérios para Participação de Empreendimento Hidroelétrico não Despachado Centralizadamente no MRE

Para o aperfeiçoamento da participação de usinas não despachadas centralizadamente no MRE, bem como a regulamentação do processo de exclusão de usinas desse mecanismo, foi aberta a Audiência Pública 049/2009 (AP 49), para a contribuição dos agentes de mercado no referido ato regulamentar.

Um dos pontos discutidos pela Aneel na AP 49 foi a efetividade e coerência dos valores apurados no MRA em relação ao desempenho de geração das usinas hidráulicas. Pode-se verificar que discrepâncias entre a degradação aplicada pelo MRA e a relação geração verificada/garantia física podem ocorrer em função de vários fatores, entre os quais erros na definição de parâmetros na fase de projeto, falhas na execução dos projetos e, até mesmo, a falta de declaração de indisponibilidades por parte dos agentes.

Uma vez que a verificação da indisponibilidade não foi uma metodologia eficaz, seja pela dificuldade em apurar essa grandeza, ou até pela falta de declaração por parte dos agentes e a dificuldade de fiscalização dessas informações, optou-se por descontinuar o conceito do MRA e a regulação estabelecer limites mínimos de desempenho para a permanência das usinas no MRE. Para isso, foi proposta a utilização da geração média como parâmetro para a análise de desempenho, pois esse parâmetro reflete as informações utilizadas no cálculo da garantia física da usina, como vazões afluentes, rendimento do conjunto turbina-gerador, taxas de indisponibilidade, perdas hidráulicas e elétricas, consumo interno, restrições ambientais, e aspectos relativos à gestão do empreendimento.

Em relação as contribuições apresentadas na AP 49, destaca-se a preocupação dos agentes na influência das condições hidrológicas conjunturais para a apuração do desempenho das usinas, especialmente para o caso de um determinado empreendimento entrar em operação comercial justamente no início de uma sequência de ciclos hidrológicos desfavoráveis.

Para mitigar essa influência a metodologia, foram definidos requisitos mínimos de desempenho menos restritivos para os cálculos com menor número de meses em operação comercial. Assim, o nível de exigência de desempenho para permanência no MRE possui aumento gradativo de acordo com os anos de operação comercial.

Entende-se que, de forma conceitual, a exclusão de uma usina do MRE não traz o mesmo efeito que a apuração de uma indisponibilidade causada por paradas programadas e forçadas do empreendimento. Mas, apesar desse contraponto, essa solução apresentada buscou atender a legislação vigente e evitar a necessidade de controle e apuração mais complexa dessas indisponibilidades por partes dos agentes.

O fechamento dessa audiência pública resultou na publicação da Resolução Normativa Aneel nº 409 [g], de 10 de agosto de 2010 (REN 409), e consequentemente a revogação da REN 266. Assim, o objetivo de garantir o correto compartilhamento do risco hidrológico entre os participantes fez-se pela permanência no mecanismo apenas dos agentes que tivessem desempenho satisfatório em relação à sua garantia física.

3.2 Revisão de Garantia Física

Uma regulamentação que influencia diretamente os resultados do MRE e a análise do desempenho das usinas não despachadas centralizadamente pelo ONS é a previsão de revisão, pelo Ministério de Minas e Energia – MME, dos montantes de garantia física com base na geração média realizada. Esse mecanismo foi detalhado na Portaria MME nº 463 [f], de 3 de dezembro de 2009 (PRT 463).

Entretanto, essa revisão periódica, realizada a cada seis meses, começou a receber críticas por partes dos agentes de geração. Um dos pontos de crítica baseava-se no Art. 21 do Decreto nº 2.655/1998, que determina em seu § 4º a revisão a cada cinco anos. Para os agentes geradores, existia uma diferença clara entre o tratamento de revisão de garantia física de usinas hidroelétricas participantes do MRE despachadas e as não despachadas centralizadamente.

Nesta esteira, iniciaram-se as judicializações em relação ao tema. A principal ação sobre o tema foi o pedido de liminar da Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa – ABRAGEL, que determinou à CCEE considerar os valores originais de garantia física estabelecidos para as usinas hidroelétricas incluídas na referida ação. A partir dos questionamentos dos agentes e das ações judiciais envolvendo o processo de revisão estabelecido pela PRT 463, esse procedimento foi suspenso através do Art. 3º da Portaria MME nº 376 [h], de 5 de agosto de 2015 (PRT 376).

Essa movimentação por partes dos agentes trouxe um risco para o mecanismo, uma vez que as revisões eram, em sua maioria, de reduções de garantia física: sem as revisões adequadas das garantias físicas das usinas, o mecanismo poderia absorver geradores que apenas recebessem energia na grande maioria do tempo, com doações de geração por períodos pequenos, ou seja, um balanço energético final sempre negativo.

A PRT 376 também determinou a criação de um grupo de trabalho para analisar e propor aprimoramentos necessários à metodologia de cálculo e revisão de garantia física de energia das usinas hidrelétricas não despachadas centralizadamente. Entretanto, até o momento, não houve publicações e evoluções do mecanismo determinado pela PRT 463, e as revisões de garantia física desses empreendimentos continuam sem um mecanismo apropriado.

3.3 Lei 13.360 e o Cenário Atual

Ponto crítico no processo de tratamento das indisponibilidades de usinas hidráulicas não despachadas centralizadamente foi uma emenda à Medida Provisória nº 735, a qual foi convertida na Lei nº 13.360 [i], de 17 de novembro de 2016, em que os empreendimentos hidroelétricos não despachados centralizadamente que optarem por participar do MRE somente poderão ser excluídos do MRE por solicitação ou em caso de perda de outorga.

Essa mudança na legislação foi baseada no fato de existir um tratamento diferenciado das usinas não despachadas centralizadamente em relação às usinas despachadas, que poderiam ser excluídas do MRE por não atender requisitos mínimos de desempenho. Como esses dois tipos de empreendimentos são dependentes da hidrologia, deveria ser dado tratamento isonômico e não diferenciar ou impedir a participação de um agente do MRE.

Com essa tomada de decisão, o que de fato ocorreu foi o contrário ao objetivo inicial: criou-se um tratamento não isonômico entre as usinas despachadas centralizadamente e as não despachadas. Isso porque, para as usinas despachadas centralizadamente, o fator de indisponibilidade continuou a ser calculado e excluiu-se do mecanismo os riscos que não fossem decorrentes da hidrologia, como por exemplo paradas programadas ou paradas forçadas das unidades geradoras acima da previsão considerada para o cálculo de suas garantias físicas.

Portanto, a partir da publicação da Lei 13.360, que impediu a exclusão das usinas não despachadas centralizadamente do MRE, as indisponibilidades de natureza não hidrológica dessas usinas passaram a ser assumidas por todos os agentes do MRE, deixando de ser atendido o requisito legal previsto Decreto nº 2.655. Outro ponto crítico dessa decisão é que ela se baseia no fato de que as usinas deveriam ter suas garantias físicas calibradas corretamente. Como visto anteriormente, a revisão de garantia física dessas usinas havia sido suspensa a mais de um ano, conforme PRT 376.

4.0 PROPOSTAS DE SOLUÇÃO PARA A APURAÇÃO DA INDISPONIBILIDADE

De modo a evoluir o processo de apuração e aplicação da indisponibilidade de usinas hidroelétricas não despachadas centralizadamente, a Aneel iniciou o processo de revisão da REN 409 com a abertura da Audiência Pública nº 024/2017 (AP 24). O desafio para essa discussão foi a de encontrar uma metodologia adequada para a apuração, de forma não complexa, e que não implique em aumento de custos para nenhum dos agentes de mercado.

No caso de usinas despachadas centralizadamente, que possuem exigências de medições de geração bruta e/ou sistemas de supervisão e controle por unidade geradora, essa apuração já vem sendo aplicada ao longo dos anos sem grandes mudanças. Como existem requisitos mais robustos para a operação dessas usinas, essa condição permite ao ONS a apuração mais adequada das indisponibilidades técnicas de cada equipamento.

Na abertura da AP 24/2017, como último marco a ser detalhado, a Aneel apresenta na nota técnica de abertura duas propostas centrais a serem discutidas, sendo:

- Alternativa 1: Criação de Clusters no MRE
- Alternativa 2: Retorno do MRA

A alternativa 1 (Criação de Clusters no MRE) prevê a criação de subgrupos para alocação de energia no âmbito do MRE, em que usinas não despachadas centralizadamente com baixo desempenho compartilhariam os riscos hidrológicos apenas entre si, sem impactar os demais agentes. Na visão dos agentes, alocar de forma diferenciada o risco hidrológico equivaleria à exclusão dessas usinas do MRE, mas na visão da Aneel trata-se apenas de uma compatibilização da energia alocada em relação à capacidade de geração de cada grupo de usinas. Essa alternativa, em todo caso, não foi a recomendada pela Aneel.

A alternativa 2 (Retorno do MRA), recomendada pela Aneel, apresenta a reativação do Mecanismo de Redução de Energia Assegurada – MRA, apurado com base em média móvel do histórico de geração do empreendimento. Entretanto, o uso da geração média como parâmetro para apuração da indisponibilidade de natureza não hidrológica ainda se mantém como o ponto central de discussão. Apesar desse contraponto, trata-se de uma proposta de baixa complexidade de implementação, com aplicação rápida no caso de sua aprovação.

Nas contribuições da referida AP os agentes reforçam que a proposta não permite distinguir eventuais indisponibilidades de geração que deveriam ser compartilhadas no MRE (riscos hidrológicos) daquelas indisponibilidades de responsabilidade individual do gerador (riscos não hidrológicos), não atingindo seu objetivo principal.

Um ponto também discutido pelos participantes da audiência pública foi o tratamento não isonômico que se daria para as usinas que são despachadas centralizadamente pelo ONS e as usinas que não são despachadas. No caso

das usinas despachadas centralizadamente pelo ONS, conforme visão da Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa - ABRAGEL e Brasil PCH S.A., é assegurada a verificação correta e específica das indisponibilidades não hidrológicas superiores àquelas consideradas para a definição original da respectiva garantia física.

Para a Aneel, a apuração dessas indisponibilidades sem considerar a geração média como base somente seria possível com os investimentos dos agentes geradores em equipamentos de medição em todas as unidades geradoras, a exemplo das usinas despachadas centralizadamente. Portanto, apesar do movimento contrário do mercado à proposta apresentada, foi mantida a utilização da geração média como base para o cálculo do MRA.

Como alternativa, por solicitação dos agentes e acatada pela Aneel, os agentes de usinas hidroelétricas não despachadas centralizadamente poderiam passar a ser despachadas pelo ONS por sua própria solicitação, e suas indisponibilidades apuradas conforme metodologia já aplicada aos demais agentes despachados centralizadamente.

Essa alternativa visa utilizar um mecanismo que até o momento tem se mostrado adequado na identificação de indisponibilidades. Entretanto, ela visa alterar o tipo de despacho da usina, trazendo consigo vários outros efeitos, como investimentos em medição individualizada de cada unidade geradora, programação de despacho centralizado pelo ONS, recálculo de garantia física pelo MME, entre outros.

Dentre as proposta e discussões no âmbito da AP 24, a que apresenta uma solução mais razoável ao tema seria de fato o cálculo da indisponibilidade das usinas não despachadas centralizadamente de forma equânime as despachadas. Entretanto, de forma a evitar a alocação de custos adicionais, deve-se discutir se uma abordagem simplificada das adequações técnicas previstas para tal apuração, exigindo-se apenas as adequações realmente necessárias para a apuração da indisponibilidade pelo ONS.

5.0 ESTIMATIVA DE IMPACTO FINANCEIRO DA NÃO APLICAÇÃO DA INDISPONIBILIDADE

Para reforçar a importância de uma apuração correta de indisponibilidade de usinas hidráulicas não despachadas centralizadamente e participantes do MRE, este trabalho propõe uma apuração estimada do impacto financeiro que vem sendo compartilhado com o MRE de forma indevida, ou seja, que não se caracterizam como risco hidrológico.

Para isso, se propõe estimar um percentual de indisponibilidade não relacionado ao risco hidrológico que se deixou de apurar em um determinado período. Para considerar a sazonalidade existente na geração hidráulica, bem como iniciar sua apuração em concomitância com a publicação da Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016, que impediu a exclusão de usinas do MRE, são considerados os anos completos de 2017 à 2020 como período de apuração.

Como fonte de informações foram utilizados os dados divulgados pela CCEE no InfoMercado – Dados individualizados. Nesse conjunto de informações é possível identificar, mês a mês, quais são as usinas participantes do MRE, tipo de despacho, garantia física, submercado, e se é uma usina participante de perdas de rede básica ou não. Porém, não são disponíveis informações detalhadas o suficiente para um cálculo exato do impacto, como por exemplo a garantia física sazonalizada por usina e as taxas de indisponibilidade atualmente aplicada para as usinas despachadas centralizadamente, tornando necessárias simplificações na metodologia aplicada.

Para realizar a estimativa dos valores financeiros compartilhados indevidamente, será considerada a simplificação apresentada na equação seguinte:

$$Custo_{Não\ hidrológico} = \sum_{m=jan/17}^{dez/20} Risco_Não_Hidrologico_m * (PLD_Médio_{m,sub} - TEO)$$

Onde:

$Custo_{Não\ hidrológico}$: estimativa de impacto financeiro do incorreto compartilhamento de riscos não hidrológicos R\$;

$Risco_Não_Hidrologico_m$: montante de energia não vinculada ao risco hidrológico compartilhada com o MRE [MWh];

$PLD_Médio_{m,sub}$: média do Preço de Liquidação das Diferenças do mês, para o submercado sub [R\$/MWh];

TEO: Tarifa de Energia de Otimização para os anos de 2017 a 2020 [R\$/MWh].

O Risco Não Hidrológico apresenta dificuldade de apuração, decorrente da insuficiência de informações públicas para a devida estimativa da indisponibilidade de riscos não hidrológicos que foram compartilhados com os demais agentes e da simplificação do cálculo considerando as informações disponíveis para tal simulação.

Assim, foram adotadas premissas para que seja possível estimar esse impacto. Para a sazonalização da garantia física considerou-se para todas as usinas o perfil de sazonalização dos agentes que fizeram a declaração para fins do MRE; para os valores de perdas de rede básica, utilizou-se valores médios mensais; por fim, há a necessidade de definição do montante de risco não hidrológico compartilhado indevidamente com o mercado.

Para estimar um percentual de indisponibilidade das usinas não despachadas centralizadamente, que superem o montante pré-determinado no cálculo de suas garantias físicas, ou seja, o montante que iria abater o montante de garantia física a participar do MRE, serão considerados 3 cenários distintos.

No primeiro cenário utilizou-se a apuração realizada pela Aneel na Nota Técnica nº 62/2009-SRG/ANEEL, de 11 de novembro de 2009, presente na AP 49, o que permitiu o cálculo de uma média ponderada dos valores de fator de disponibilidade médio pelo MRE, tendo como resultado o percentual de indisponibilidade de 7,3%.

No segundo cenário considerou-se o percentual de indisponibilidade que o MRE como um todo apresenta, conforme dados publicados no InfoMercado – Dados gerais. Apesar desses valores considerarem dentro da sua apuração também os índices das usinas não despachadas centralizadamente, o qual é aplicado 100% de disponibilidade, pode-se considerar esse cenário como um cenário conservador. Dessa forma, os percentuais de indisponibilidade foram considerados como 0,96% (2017), 0,66% (2018), 0,39% (2019) e 0,51% (2020).

Como existe uma grande variação entre esses dois cenários, propôs-se um terceiro cenário intermediário, com uma tendência mais conservadora, aplicando uma indisponibilidade de 2,5%. Assim, serão utilizados como referência para o cálculo os seguintes percentuais de indisponibilidade para cada um dos 3 cenários:

- (i) 0,96% (2017), 0,66% (2018), 0,39% (2019) e 0,51% (2020);
- (ii) 2,5% de 2017 a 2020; e
- (iii) 7,3% de 2017 a 2020.

Utilizando os parâmetros descritos, bem como as premissas necessárias para o cálculo e o equacionamento proposto, simularam-se os valores que podem ter sido compartilhados indevidamente com os participantes do MRE.

Inicialmente se propõe a realização do cálculo para uma usina fictícia. Como exemplo, será considerada uma usina com as seguintes características:

- Garantia Física: 6 MW médios (média das garantias físicas das usinas não despachadas participantes do MRE);
- Submercado: Sudeste/Centro-Oeste;
- Sazonalização: Conforme Fator de Sazonalização;
- Não participante de perdas de rede básica.

Ampliando o estudo, propõe-se também a avaliar a garantia física total dos participantes do MRE, conforme dados divulgados pela CCEE. Pela metodologia proposta tem-se como resultados os valores para os cenários (i), (ii) e (iii), apresentados na Tabela 1.

Cenário	Usina com 6 MW médios de Garantia física Impacto Financeiro Estimado (R\$)	Impacto a todos os participantes do MRE Impacto Financeiro Estimado (R\$)
(i)	352.889,34	158.080.505,93
(ii)	1.304.460,72	581.889.707,96
(iii)	3.808.937,70	1.699.117.947,25

TABELA 1 - Simulação do impacto financeiro do compartilhamento de riscos não hidrológicos no MRE.

Os valores apurados permitem observar que mesmo para o cenário mais conservador (i), aplicando menos de 1% de indisponibilidade, o compartilhamento de riscos não hidrológicos gera grandes impactos financeiros ao MRE, superando o montante de R\$ 100 milhões para todo o MRE. Para o cenário (iii), de maior indisponibilidade considerada, cabe observar que foi baseado nos resultados da aplicação da REN 266, a qual foi descontinuada devido a discrepâncias em relação ao desempenho de geração das usinas.

6.0 CONCLUSÕES

Para as usinas não despachadas centralizadamente, existe um desafio regulatório em apurar de forma adequada as indisponibilidades de caráter não hidrológico. Mesmo após várias metodologias aplicadas ao longo dos anos, e das propostas apresentadas atualmente no âmbito da AP 24, o mercado ainda não apresenta segurança em adotar um cálculo baseado na geração média histórica da usina para a apuração da indisponibilidade. Observa-se que a maior preocupação nesse formato é conseguir garantir, de forma adequada, quais são os impactos de natureza hidrológica e quais são os impactos de natureza não hidrológica.

Porém, na definição de solução do problema, deve ser considerado que as restrições de informações técnicas para uma apuração mais adequada (no mesmo formato que para as usinas despachadas centralizadamente pelo ONS) conduz a propostas que, apesar de não serem ideais, devem se aproximar ao máximo do objetivo principal. Isso se

deve ao fato de que, apesar de não ser possível aplicar a solução ideal, não se deve manter a transferência de riscos de natureza não hidrológica aos demais participantes do MRE.

Uma alternativa para o problema, indicada na audiência pública pelos agentes e acatada pela Aneel, é a possibilidade de usinas hidroelétricas não despachadas centralizadamente optarem pelo despacho centralizado pelo ONS. Apesar das devidas restrições apresentadas pela Aneel, de recálculo de sua garantia física com base na nova condição de operação e a adequação de suas instalações aos Procedimentos de Rede por custo do próprio agente, garante-se o direito ao empreendedor a uma apuração de indisponibilidade mais próxima da real operação da usina.

Essa proposta pode ser debatida de forma mais abrangente, pois é possível encontrar uma condição intermediária para que a usina consiga participar da apuração de indisponibilidade no formato das usinas que são despachadas centralizadamente. Uma opção seria não exigir o investimento dos agentes em medição individualizada, por unidade geradora, mas considerar a geração no ponto de entrega dessas usinas já cadastrada na CCEE (medição de faturamento). O desafio nesse caso passaria a ser a programação e despacho dessas usinas pelo ONS.

Outro ponto importante a observar é a impossibilidade atual de revisão da garantia física dessas usinas não despachadas. Deve-se garantir, como uma forma justa de compartilhamento de risco hidrológico, que as usinas não participem com uma expectativa de geração que não seja adequada.

Considerando os desdobramentos apresentados, verifica-se que o regulador tem realizado tentativas de exercer seu papel em garantir que o MRE seja utilizado apenas para o compartilhamento do risco hidrológico, seja de forma aproximada, com base na geração média, quer seja apresentando a alternativa da usina se adequar para disponibilizar informações mais precisas e garantir um cálculo mais aderente à realidade.

Ocorre que, atualmente, não há monitoramento de indisponibilidades das usinas não despachadas centralizadamente, ou revisão dos montantes de garantia física, que colaborem em garantir a utilização do MRE de acordo com o conceitualmente proposto, se comparados aos demais participantes do MRE.

Importante ressaltar que as opiniões expressas neste trabalho são dos autores, não refletindo a opinião da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, empresa na qual os autores são colaboradores.

6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(1) CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). Regras de Comercialização. Disponível em: < <http://www.ccee.org.br> >. Acesso em: 01 agosto 2021.

(2) CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). InfoMercado Mensal. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br>>. Acesso em: 12 setembro 2021.

(3) EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Balanço Energético Nacional (BEN) 2021 Disponível em: < <http://epe.gov.br/pt> >. Acesso em: 12 setembro 2021.

(4) PLANALTO BRASILEIRO. Decreto nº 2.655/1998. Disponível em: < http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D2655.htm >. Acesso em: 01 agosto 2021.

(5) PLANALTO BRASILEIRO. Decreto nº 3.653/2000. Disponível em: < http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D3653.htm >. Acesso em: 01 agosto 2021.

(6) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil) (ANEEL). Resolução nº 169/2001. Disponível em: < <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/res2001169.pdf> >. Acesso em: 01 agosto 2021.

(7) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil) (ANEEL). Audiência Pública nº 015/2006. Disponível em: < www.aneel.gov.br/audiencias-publicas >. Acesso em: 01 agosto 2021.

(8) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil) (ANEEL). Resolução Normativa nº 266/2007. Disponível em: < <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2007266.pdf> >. Acesso em: 01 agosto 2021.

(9) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil) (ANEEL). Nota Técnica nº 012/2009-SRG/ANEEL. Disponível em: < <https://www.aneel.gov.br/consulta-processual> >. Acesso em: 01 agosto 2021.

(10) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil) (ANEEL). Despacho nº 3.606/2009. Disponível em: < <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/dsp20093606.pdf> >. Acesso em: 01 agosto 2021.

- (11) PROCURADORIA FEDERAL (Brasil) (ANEEL). Parecer nº 682/2009-PF/ANEEL. Disponível em: < <https://www.aneel.gov.br/consulta-processual> >. Acesso em: 01 agosto 2021.
- (12) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil) (ANEEL). Audiência Pública nº 049/2009. Disponível em: < www.aneel.gov.br/audiencias-publicas >. Acesso em: 01 agosto 2021.
- (13) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil) (ANEEL). Nota Técnica nº 062/2009-SRG/ANEEL. Disponível em: < <https://www.aneel.gov.br/consulta-processual> >. Acesso em: 01 agosto 2021.
- (14) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil) (ANEEL). Nota Técnica nº 107/2019-SRG/ANEEL. Disponível em: < <https://www.aneel.gov.br/consulta-processual> >. Acesso em: 01 agosto 2021.
- (15) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil) (ANEEL). Resolução Normativa nº 409/2010. Disponível em: < <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010409.pdf> >. Acesso em: 01 agosto 2021.
- (16) MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (Brasil) (MME). Portaria nº 463/2009. Disponível em: < <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/prt2009463mme.pdf> >. Acesso em: 01 agosto 2021.
- (17) MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (Brasil) (MME). Portaria nº 376/2015. Disponível em: < <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/prt2015376mme.pdf> >. Acesso em: 01 agosto 2021.
- (18) MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (Brasil) (MME). Portaria nº 107/2016. Disponível em: < <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/prt2016107mme.pdf> >. Acesso em: 01 agosto 2021.
- (19) PLANALTO BRASILEIRO. Lei nº 13.360/2016. Disponível em: < http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2016/Lei/L13360.htm >. Acesso em: 01 agosto 2021.
- (20) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil) (ANEEL). Audiência Pública nº 024/2017. Disponível em: < www.aneel.gov.br/audiencias-publicas >. Acesso em: 01 agosto 2021.
- (21) PLANALTO BRASILEIRO. Lei nº 9.648/1998. Disponível em: < http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9648cons.htm >. Acesso em: 22 abril 2019.
- (22) PLANALTO BRASILEIRO. Lei nº 10.848/2004. Disponível em: < http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.848.htm >. Acesso em: 01 agosto 2021.
- (23) PLANALTO BRASILEIRO. Decreto nº 5.081/2004. Disponível em: < http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5081.htm >. Acesso em: 01 agosto 2021.

DADOS BIOGRÁFICOS



Formado em engenharia elétrica pela Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, com pós graduação em Gerenciamento de Projetos (SENAC) e MBA em Energia (USP). Experiência como engenheiro de distribuição, atuando no planejamento do sistema elétrico, em projetos, manutenção e construção de redes de distribuição. Atua na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica desde abril de 2014, sendo que atualmente exerce o cargo de Especialista de Operações de Mercado, executando as operações e divulgações do Mercado de Curto Prazo da CCEE, e com participações em comitês e estudos regulatórios do setor elétrico.

(2) LUIZ HENRIQUE ALVES PAZZINI. Formado em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Itajubá, Mestre e Doutor em Engenharia Elétrica pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Atua na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica desde dezembro de 2004, sendo que atualmente exerce o cargo de Especialista em Regulação, auxiliando no desenvolvimento regulatório do setor elétrico e na elaboração das regras de comercialização. É professor do curso de engenharia elétrica da Universidade Presbiteriana Mackenzie desde 2003, tendo lecionado diferentes disciplinas do curso de graduação. Possui mais de 50 publicações nas áreas de planejamento energético, gestão de energia e mercados de energia elétrica.