



Eletrobras

Consulta Pública MME nº 24 de 18/11/2016

"Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas Despachadas Centralizadamente no Sistema Interligado Nacional – SIN"

Contribuições da Eletrobras

Comentários Iniciais

O empreendedor, quando assume a concessão de um empreendimento de geração de energia elétrica, celebra um contrato de venda de energia de longo prazo, assume riscos, respaldado por estudos técnicos, econômicos e financeiros realizados utilizando as informações dos parâmetros físico-operativos do empreendimento e, conseqüentemente, a sua respectiva Garantia Física, que foi calculada considerando os mesmos parâmetros.

Nesse sentido, a revisão da garantia física ao longo do contrato de concessão de uma usina pode trazer impactos negativos à saúde financeira do projeto. Portanto, como uma recomendação geral, entende-se que não deve ser revista a Garantia Física do empreendimento durante seu período de concessão.

Posto que as revisões ordinárias ocorrerão, conforme estabelecido no Decreto nº 2.655 de 1998, seguem abaixo as contribuições da Eletrobras referentes ao documento "Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas - UHEs" emitido pelo MME em novembro de 2016.

De forma geral, as contribuições são no sentido de manter uma coerência com o objetivo principal do documento, que é propor uma metodologia de revisão das garantias físicas de usinas hidrelétricas a ser executada em intervalos de cinco anos.

Item 3. Abrangência da Revisão

Pág. 14: *"Para as usinas que passaram por revisão extraordinária de garantia física de energia, segundo rito da Portaria MME nº 861/2010, a garantia física da usina é desmembrada em parcelas apenas para fins de cálculo: a garantia vigente antes da revisão extraordinária e o(s) acréscimo(s)/decrécimo(s) de garantia física de energia atribuído(s) em cada revisão extraordinária. O critério estabelecido para identificar se a garantia física de energia de uma usina é ou não passível de revisão será aplicado a cada uma das parcelas. Após a revisão ordinária as parcelas serão somadas e a usina permanecerá com um único valor de garantia física."*

Comentário: O empreendedor que possui uma usina hidrelétrica e que realizou uma repotenciação, modernização ou ampliação das unidades geradoras do seu empreendimento, considerou nas suas análises financeiras o total de receita que seu empreendimento produziria após a modificação, ou seja, a parcela vigente antes da revisão extraordinária e o

acréscimo de garantia física de energia atribuído na revisão extraordinária. Modificar a parcela vigente antes da revisão extraordinária poderá afetar a viabilidade da reforma executada.

Entende-se também que no processo de revisão extraordinária, a GF da usina é uma só, ela não está dividida em duas parcelas. Ou seja, ao realizar o processo de revisão extraordinária, é atribuída a esta usina uma nova GF, que é única, mesmo porque não existem duas usinas, existe apenas a usina repotenciada, modernizada ou ampliada. O desmembramento dessas parcelas, além disso, insere uma maior complexidade no cálculo, haja vista a quantidade de casos especiais que foram gerados o que pode também inserir erros nos valores calculados. O ideal seria ter apenas um único deck para o cálculo das garantias físicas.

Portanto, propõe-se o não desmembramento da garantia física dessas usinas. Propõe-se que as usinas que passaram por um processo de revisão extraordinária posterior a data de referência (31 de dezembro de 2010 conforme está no relatório) não tenham sua GF revisada, nem da parcela vigente antes da revisão extraordinária nem do acréscimo de garantia física de energia atribuído na revisão extraordinária. Caso contrário, usinas com processo de revisão extraordinária anterior a data de referência, deverão ter suas garantias físicas revisadas considerando a usina em sua configuração final.

Pág. 15: *"Nesta revisão ordinária de garantia física de energia de usinas hidrelétricas não serão objeto de revisão os benefícios indiretos já atribuídos, tampouco serão definidos novos valores. Portanto, os benefícios indiretos vigentes serão mantidos. A lista de usinas com benefício indireto vigente é apresentada no Anexo III."*

Comentário: Entende-se que neste processo de revisão das garantias físicas das UHEs, ocorreram várias mudanças, dentre elas pode-se citar: mudanças na metodologia, mudança de modelo, configuração hidrotérmica considerada, dados físicos e operativos dos empreendimentos, entre outras. Dessa forma, com o objetivo de manter uma coerência entre os valores de garantia física dos empreendimentos e seus ganhos indiretos proporcionados na cascata em que estão inseridos, propõe-se que sejam revistos os ganhos indiretos vigentes concedidos antes da data de referência adotada para a revisão (31 de dezembro de 2010 conforme está no relatório). Propõe-se também que seja definida uma metodologia única para o cálculo e para a distribuição do Benefício Indireto entre os empreendimentos envolvidos. Atualmente não existe metodologia definida e, ao longo do tempo, em cada caso adotou-se uma regra específica.

Item 4.2. Parâmetros dos modelos computacionais

Pág. 16: *"Corte de carga por otimização energética: considerado" e*

Pág. 19: *"Função Custo do Déficit de Energia: atualizado o valor para 4.650,00 R\$/MWh, de acordo com a metodologia prevista na Nota Técnica "Revisão da Função Custo de Déficit de Energia" (EPE-DEE-RE-092/2016-r0), de 21 de outubro de 2016."*

Comentário: Quando se considera uma Função Custo do Déficit de Energia com vários patamares de profundidade de déficit, o modelo consegue uma melhor otimização da operação do sistema, uma vez que pode optar por racionamentos preventivos em profundidades menores de déficit de forma escalonada. Na consideração de um único patamar de custo de déficit a operação do sistema não é tão otimizada.

Portanto, entende-se que, uma vez que está sendo considerado um patamar único de Custo de Déficit, não deve ser considerado o Racionamento Preventivo.

Pág. 17: *"CVaR com alfa 50% e lambda 40% constantes no tempo."*

Comentário: Entende-se que a utilização do CVaR representa uma premissa para fins de operação do sistema, onde se deseja realizar uma operação mais segura, antecipando-se o despacho das usinas térmicas e consequentemente preservando-se os reservatórios.

Antes da implementação do CVaR o ONS utilizava na programação mensal de operação a Curva de Aversão ao Risco – CAR, e esta, corretamente, não era utilizada nos cálculos de GF das UHEs. Da mesma forma entende-se que o CVaR não deve ser considerado nesta revisão das GFs.

Cabe ressaltar que por se tratar de uma funcionalidade de caráter operativo, os parâmetros *alfa* e *lambda* poderão ser alterados em qualquer momento, a critério do poder concedente, de acordo com a situação do SIN e o nível de aversão ao risco desejável, tratando-se, portanto de um parâmetro conjuntural e não estrutural na visão da Eletrobras, e como o próprio relatório recomenda, parâmetros conjunturais não devem fazer parte do processo de revisão de Garantia Física.

O CVaR foi introduzido em setembro de 2013, com parâmetros alfa, 50%, e lambda, 25% e, segundo o MME terá seus parâmetros alterados para 50% e 40%, respectivamente, a partir de maio de 2017, ou seja, três anos e meio depois de sua implementação, e há previsão de ser considerada uma outra metodologia de aversão a risco (SAR) em 2018, menos de um

ano após as mudanças dos parâmetros do CVaR. Este fato demonstra que os critérios de aversão a risco são parâmetros conjunturais, ou seja, refletem uma situação de momento do setor, e poderão sofrer várias outras modificações ao longo dos 5 anos de vigência dos valores de garantia física calculados nesta revisão.

Portanto recomenda-se a não utilização do CVaR ou qualquer outro critério de aversão a risco no cálculo das garantias físicas das usinas hidrelétricas.

Item 5.1.1. Valores de Indisponibilidades Forçadas e Programadas – TEIF e IP

Pág. 30: *"A Portaria MME nº 484, de 11 de setembro de 2014, estabelece, em seu artigo 5º, que nas revisões ordinárias de garantia física, para as usinas hidrelétricas com mais de sessenta meses de operação comercial (após completa motorização), devem ser considerados os valores de TEIF e IP apurados pelo ONS, exceto nos casos em que são permitidas declarações dos agentes. Para as demais usinas hidrelétricas, são utilizados os valores de referência revisados, que constam no anexo da referida Portaria."* e

Pág. 30: *"Adicionalmente, os valores declarados de TEIF e IP devem estar limitados entre os valores apurados e os definidos na Tabela 4, desde que o Índice de Disponibilidade resultante também esteja limitado da mesma forma."*

Comentário: Propõe-se que, aos agentes aos quais é permitido declarar valores de TEIF e IP, que os valores declarados possam estar limitados entre os valores apurados pelo ONS e os valores considerados no cálculo da Garantia Física original da usina, quando da celebração do contrato de concessão. Dessa forma, evitam-se os efeitos distorcidos que podem ser causados pela diferença entre os novos valores de referência estabelecidos na Portaria MME nº 484/2014 e os valores estabelecidos na época dos estudos de viabilidade e celebração do contrato de concessão das usinas com mais de cinco anos de operação comercial. Para as demais usinas, propõe-se que sejam adotados os valores estabelecidos na época dos estudos de viabilidade e celebração do contrato de concessão.

Entende-se que a utilização de tabelas estatísticas para a definição ou referência da TEIF e IP por faixas de potência unitária pode ser válida e funcional para um grande grupo de usinas, porém, devido às características peculiares de alguns projetos, estes valores estatísticos podem não representar adequadamente as taxas de indisponibilidade de algumas usinas. Portanto, propõe-se também que seja permitido aos

agentes declararem valores de TEIF e IP até superiores (menor disponibilidade) aos valores apurados pelo ONS, aos valores considerados no cálculo da Garantia Física original da usina e aos valores de referência estabelecidos pela Portaria MME nº 484/2014, se devidamente respaldados por estudos técnicos que justifiquem tais valores.

Considerações Finais

Fazendo uma retrospectiva das mudanças ocorridas no setor elétrico desde os anos 70 até os dias de hoje, observa-se que ocorreram diversas mudanças sobre vários aspectos (planejamento, operação, comercialização). Muitas dessas mudanças foram por evolução tecnológica, outras por correções e melhorias aprendidas com erros cometidos nesse processo, o que é natural de acontecer, mas muitas outras foram decorrentes de falta de recursos para o setor. Nesse sentido gostaríamos de destacar algumas dessas mudanças e levantar questões que nos levem a refletir sobre o objetivo e a necessidade de se realizar uma revisão das garantias físicas das usinas existentes.

O planejamento da expansão em certo momento era feito de forma determinística, a partir da carteira de projetos ordenada do menor para o maior custo de geração (ordem crescente de índice de mérito), onde era feito um balanço estático mercado x energia firme, em que o risco implícito de déficit era entre 2 e 3% (significando que o mercado não seria atendido em 2 a 3% das séries hidrológicas). Este risco foi constatado com a ajuda de um modelo de otimização recém desenvolvido e que permitiu tal avaliação.

Em dado momento, com base em estudos realizados, foi proposto a adoção, no planejamento de expansão, o critério por risco de déficit de 5%. Neste momento o planejamento deixou de ser por balanço estático e passou a ser elaborado com o modelo de otimização hidrotérmico, e assim, a energia de referência para os contratos (atual Garantia Física) das usinas hidráulicas deixou de ser a Energia Firme e passou a ser calculada pelo rateio do bloco hidráulico, dado por este modelo. Daí em diante criou-se o conceito de Energia Assegurada (atual Garantia Física). Ao longo dos anos este conceito sofreu variações, como a adoção da energia de referência de 95% da Energia Assegurada (em decorrência de sobra de oferta de energia).

Com o fim das áreas de concessão em 1995 e a consequente mudança do planejamento Determinístico para Indicativo, através de leilões com a participação de empresas públicas e privadas (PPPs), o critério de expansão da oferta deixou de ser por risco de déficit de 5% e passou a ser

por igualdade entre o Custo Marginal de Expansão – CME e o Custo Marginal de Operação – CMO, tendo como consequência riscos de déficit inferiores a 3%, conforme conclusão dos estudos do grupo de critérios do GCPS. Atualmente, com a inclusão do CVaR, os riscos de déficit reduziram-se ainda mais, e com os novos parâmetros adotados para o CVaR, considerados nessa revisão, os riscos de déficit reduziram-se a praticamente zero.

Nesse novo contexto podem-se levantar as seguintes questões:

- Existe a necessidade de se rodar um modelo de otimização probabilístico como parte da metodologia de cálculo da garantia física das UHEs?
- Não seria razoável se pensar na utilização da Energia Firme das UHEs como garantia física desses empreendimentos?
- No caso das usinas térmicas, não seria mais realista considerar sua garantia física como sendo sua disponibilidade máxima de geração?

O decreto que institui a revisão de garantia física é datado de 1998, a revisão de garantia física está sendo feita em 2015-2016 para valer a partir de 2018.

- Para quê revisar as Garantias físicas das UHEs?
- As premissas da época continuam válidas?
- O objetivo que se buscava na época é o mesmo de hoje? Ele será alcançado com a metodologia proposta?

No relatório apresentado fica evidente a preocupação em utilizar os dados físicos e operativos mais recentes e realistas dos empreendimentos. Nesse sentido observa-se uma aproximação cada vez maior entre as áreas de planejamento e de operação do SIN. Sendo assim, estamos trazendo para o planejamento, onde procura-se utilizar dados mais robustos e com alguma folga, os dados de operação, onde realmente se tem o interesse de operar o sistema da forma mais realista possível e sem folgas. Lembrando que no planejamento os projetos ainda não estão construídos e, portanto, não se tem realmente os dados físico-operativos efetivos resultantes da instalação de seus equipamentos com respectivas taxas de falha intrínsecas, por construção pelo fabricante. Os dados físico-operativos são estabelecidos no Projeto de Viabilidade e sobre os quais é definida sua Energia Firme e Energia Assegurada ou Garantia Física que após o leilão

resulta num contrato de concessão que não deveria sofrer alterações na receita, pois é o parâmetro que remunera o empreendedor.

- No acompanhamento feito na operação da usina não deveriam ser previstas penalidades (advertências com prazos e por fim multas) para ajuste de conduta dos agentes geradores?
- Não estamos incidindo em erros ao fazer essa aproximação entre operação e planejamento?
- Esta folga que existia entre o planejamento e a operação não era (ou é) importante para o equilíbrio e segurança do sistema?

Outro ponto conflitante é quanto às taxas de disponibilidade Planejada x Instalada x Acompanhamento das ocorrências na operação. No planejamento faz-se o uso de tabela de índices médios de TEIF e IP por faixa de potência unitária, no dimensionamento da usina e no cálculo da garantia física. Ainda no Planejamento da Expansão, a cesta de usinas utilizadas na expansão contém projetos dimensionados com a utilização dessa tabela. Na construção da usina contratam-se os equipamentos que terão suas taxas menores ou iguais àquelas estabelecidas na tabela de referência. Na operação é realizado o acompanhamento da performance da usina para feedback e consequentes ações corretivas, quando é o caso.

- Faz sentido a revisão dessa tabela anualmente?
- A nova tabela é resultado da média de 5 anos de acompanhamento da performance dos empreendimentos, pelo ONS. Essa média de 5 anos para uma tabela de planejamento e empreendimentos com 30 anos de vida útil é suficientemente robusta?

Acredita-se que algumas das questões apresentadas acima e muitas outras ficarão sem resposta. E entende-se que o principal motivo para isto seja a velocidade com que as mudanças ocorreram, e com isso, certos conceitos, critérios e premissas perderam sua validade e não estão sendo rediscutidos. No entanto, o momento atual é propício para o debate técnico para que sejam rediscutidos os atuais critérios de planejamento e discutidos novos critérios e melhorias para o setor elétrico.