

EDP – Energias do Brasil

Consulta Pública EPE

Revisão dos Critérios de Suprimento

15 de agosto de 2019

Consulta Pública EPE

Critérios de Garantia de Suprimento

Sumário

Sumário.....	3
1. Introdução	4
2. Motivação	6
3. Mix ótimo de fontes – Valorização de atributos em diferentes arranjos de mercado.....	10
4. Representatividade premissas de entrada	21
5. Papel da EPE na contratação centralizada do lastro e projeção da carga	23
6. Revisão da Garantia Física das Usinas Hidrelétricas	24
7. Rito regulatório	26
8. Critério de suprimento proposto.....	27
9. Regulamentação dos critérios de garantia de suprimento	29
10. Indicadores de desempenho	29
11. Contribuição P&D Matriz Robusta.....	30
12. Conclusão.....	32

1. Introdução

Em todo processo de transformação setorial dos mercados de energia, destaca-se a expansão da oferta como ponto central das discussões entre os agentes envolvidos. Ao se desenhar o modelo de mercado é necessário e relevante considerar que diferentes mecanismos podem ser utilizados para garantir a adequabilidade do suprimento de energia à demanda do mercado, assim como um arcabouço legal que permita o desenvolvimento desses mecanismos.

Observam-se, nos processos de desregulamentação dos mercados de energia ao redor do mundo, três principais formas aplicadas para solucionar o problema de segurança no suprimento de energia:

- (I) Adoção de preços-teto de energia elevados para o mercado spot;
- (II) Introdução de mercados de capacidade e/ou confiabilidade;
- (III) Inserção de subsídios direcionados.

No entanto, apenas o sinal de preço demonstra não ser suficiente para induzir a expansão da capacidade instalada no sistema. Atualmente, os sistemas elétricos em expansão no mundo contam com a inserção de novas tecnologias de geração com custo variável de produção nulo e geração intermitente, nomeadamente as usinas eólicas e solares. Essa nova característica agrega sinais de preços (custos marginais) praticamente nulos, adiando decisões de expansão com fontes convencionais, cujo valor agregado ao sistema ultrapassa o observado no custo marginal de operação dessas usinas. Essa característica é acentuada em sistemas cuja matriz elétrica conta com predominância de fontes sem custo de combustível, como a brasileira.

Nesse sentido, a mudança estrutural da forma como gerar energia deve ter como aliadas as fontes convencionais que, em conjunto com as demais, irão atender a demanda de forma confiável, lançando mão de diferentes mecanismos de suporte, como: geração de base, controles de frequência e de tensão, geração flexível, velocidade de partida, reserva de potência, entre outros, conforme **Figura 1**.

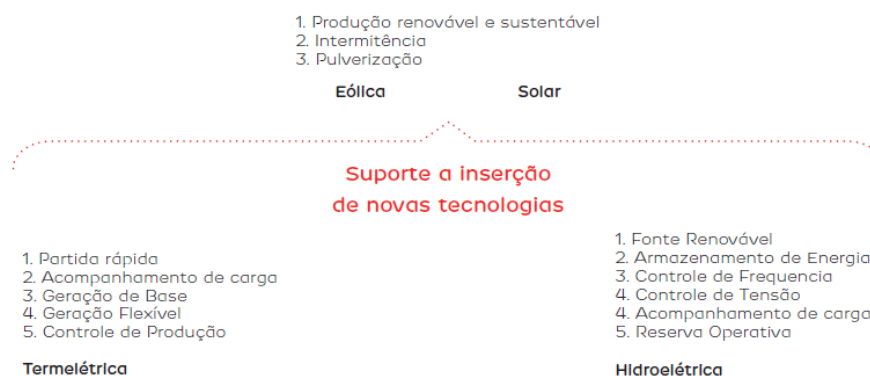


Figura 1 - Fontes convencionais e seus atributos dão suporte à inserção de novas fontes.

Como forma de endereçar o problema de adequabilidade do suprimento de energia, mercados de capacidade podem ser criados para fazer frente à demanda do sistema. Para garantir a segurança, há diversos tipos de capacidade que podem ser contratados, de maneira que seus atributos devem ser remunerados de acordo com a função a que se presta. Importante considerar que o mercado de capacidade tem por objetivo suprir necessidades sistêmicas, portanto sua remuneração deve ser custeada por todos os agentes usuários da rede.

Dessa forma, o planejamento da expansão precisa de métricas que considere esse novo panorama da matriz brasileira e que incentive a criação desse novo mercado de capacidade tão necessário. Para tanto, o Relatório "Critérios de Garantia de Suprimento" do Grupo de Trabalho Modernização do Setor Elétrico busca um aprimoramento do critério de garantia de suprimento utilizado para a: (i) expansão; (ii) operação; (iii) comercialização de energia elétrica.

E assim, deseja-se estabelecer um único critério de garantia de suprimento para todas as finalidades acima de forma a assegurar a coerência entre o planejamento da expansão e da operação, assim como entre as transações físicas e comerciais.

O critério deve abranger todos os requisitos relevantes do sistema, o que engloba não só a adequação entre oferta e demanda energética, mas também as necessidades de potência do sistema.

A solução vislumbrada no Relatório seria:

- o estabelecimento de uma nova métrica pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), cujos parâmetros poderiam ser ajustados anualmente pelo Ministério de Minas de Energia (MME);
- a incorporação do novo critério aos modelos computacionais oficiais empregados para fins de planejamento da expansão e operação do sistema (Modelo de Decisão de Investimentos, Newave, Decomp e Dessem); e
- a formulação de um mecanismo de mercado que possibilitaria a contratação separada de energia e de lastro, proporcionando uma remuneração para todos os atributos críticos para o sistema, considerando o critério de garantia de suprimento estabelecido.

Embora o Relatório não feche questão quanto à métrica a ser adotada, o relatório aponta que o critério CVaR – *Conditional Value at Risk* – atende às quatro propriedades desejáveis para uma métrica de garantia de suprimento: invariância à translação (efeito deslocamento); homogeneidade positiva (efeito escala); monotonicidade (efeito dominância); e subaditividade (efeito portfólio).

2. Motivação

A partir da CP33 visualizou-se 14 temas que possuem precedência lógica para a modernização do setor elétrico e para um novo desenho do mercado de energia. Neste contexto, o tema critério de suprimento possui função basilar e preconiza a aderência às necessidades e realidade operativa do sistema.

A redefinição do Critério de Suprimento junto com a revisão dos Mecanismos de Formação de Preço iniciam 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.

A partir da visão de futuro em que se almeja:

- Que o preço de energia reflita os custos dos atributos necessários para o suprimento, ou seja, transparência dos reais custos das decisões;
- Separação de lastro e energia;
- Aprimoramentos do MRE;
- Sinalização e eficiência;
- Definição dos atributos ou métrica de contribuição de cada usina para os critérios de suprimento;
- Aderência à realidade operativa.

O critério de suprimento se configura como o elo entre o detalhamento necessário à operação e ao planejamento na representação e projeção do sistema, de forma a garantir que investimentos suficientes sejam feitos no momento correto.

A concepção inicial do sistema elétrico considerava uma matriz com oferta hidrelétrica que sempre atendeu a todos os requisitos do sistema, quais sejam:

- Capacidade instalada maior que a produção média;
- Grande capacidade de regularização;
- Garantia de capacidade e flexibilidade ao sistema com baixo custo incremental;
- Suprimento de energia em termos médios atendido.

Nesse mesmo contexto foram definidos os atuais 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.

Por meio da Resolução nº 1 de 2004 do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, o critério de garantia de suprimento para o SIN foi definido como risco de insuficiência da oferta de energia elétrica de até 5% em cada um dos subsistemas que o compõe.

Constatou-se que a oferta contratada segundo o critério resultou em menor capacidade que a necessária ao sistema, uma vez que para fins de planejamento da expansão adotava-se também a otimização econômica. A compatibilização dos critérios de cálculo de Garantia Física e Planejamento da Oferta se deu em 2008 por meio da Resolução

nº 9 do CNPE, a qual 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.

O custo marginal de expansão passou então a ser calculado anualmente, por uma metodologia exógena aos processos de garantia física e planejamento da expansão, e era utilizado como critério de convergência. A partir do Plano Decenal de Energia – PDE 2026, o planejamento da expansão da oferta de energia elétrica passou a utilizar um modelo de otimização para indicar a expansão ótima, que minimiza o custo total de operação e investimento, dado um custo de déficit explícito. Com isso, segundo pontua a EPE, 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 perdeu a função, na medida em que a otimização econômica passa a ser internalizada no modelo.

O critério de segurança de limite ao risco de déficit também é considerado no planejamento da operação pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), que também faz uso de métricas adicionais como observância da evolução de níveis de armazenamento, que subsidiam a decisão quanto à necessidade de despacho termelétrico adicional ao indicado pelos modelos de otimização.

A alteração da matriz energética brasileira a partir da inserção de usinas a fio d’água com características sazonais bem definidas, maior participação de fontes não controláveis com variabilidade em escalas sub-horárias pressupõem a redução da gestão das hidrelétricas, à medida em que se perde capacidade de regularização e, por consequência, segurança operativa e estabilidade dos preços da energia. Com isto, as hidrelétricas atingiram seu máximo limite na provisão de determinados serviços, considerando a configuração de geração e transmissão atual, que passaram a ser supridos por outros recursos. O resultado é uma perda de eficiência na operação energética

do sistema, com custos de combustíveis fósseis muito elevados e um aumento igualmente significativo nas emissões de CO₂.

A representação da operação do sistema 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.

Conforme colocado pela EPE, 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. Desta forma, os critérios vigentes não mapeiam todas as características do sistema e/ou não transmitem toda informação necessária para balizar a tomada de decisão. Assim, evidencia-se a necessidade de representação correta das principais características do mercado atual de energia elétrica para se identificar os atributos requeridos pelo sistema.

Ademais, os leilões de energia nova do Ambiente de Contratação Regulada, principal “motor” para a expansão da oferta de geração no Brasil, baseiam-se para a seleção das diferentes ofertas no preço da energia (no caso dos contratos por quantidade) ou na expectativa do custo da energia para o consumidor (no caso dos contratos por disponibilidade), sendo as externalidades referentes a todos os serviços – ou atributos – que cada fonte de geração pode prestar a um sistema de potência não valoradas explicitamente. Além disso, existem subsídios e incentivos fiscais, financeiros e tributários adicionais dados aos geradores que afetam o preço final da energia, influenciando também o resultado dos leilões. Assim, o preço final dos leilões de energia não reflete todos os custos e benefícios de cada fonte para o setor elétrico e para a sociedade.

Importante frisar que os subsídios são a principal componente que potencialmente causa distorção nos custos das fontes. Os principais são o desconto na TUST, financiamento e lucro presumido. Este último incentivo leva os geradores a desenvolverem seus projetos através de módulos menores, aumentando potencialmente os custos para o sistema graças à redução no ganho de escala.

Ao longo dessa contribuição serão elencados os principais temas que permeiam o assunto Critério de Suprimento e como a EDP se posiciona.

3. Mix ótimo de fontes – Valorização de atributos em diferentes arranjos de mercado

3.1. Atendimento ao Requisito de Potência

Resta evidente a adequação da discretização temporal das análises, visto que a representação em termos médios não atende de forma adequada as necessidades do sistema. Uma consequência importante advinda 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.

O primeiro mecanismo adotado que se atentou aos requisitos de potência do sistema baseou-se na determinação do § 5º do art. 3º do Decreto nº 5.163 de 2004, que atribuiu aos agentes de mercado a obrigação de atendimento a cem por cento de seus mercados de potência por intermédio de contratos registrados na CCEE. Contudo, tal prerrogativa foi revogada por meio do Decreto nº 8.828 de 2016.

A aferição do atendimento à potência atualmente pauta-se na avaliação do suprimento de patamares de carga não cronológicos, o que evidencia a necessidade de maior granularidade e detalhamento da operação do sistema para se verificar as condições de atendimento instantâneo. Ainda que se avalie o atendimento da máxima demanda instantânea, análise de suprimento de potência ou mesmo da definição da reserva operativa é realizada de forma exógena da simulação energética em escala mensal.

Apesar do PDE 2027 tratar dessa questão, com a introdução de patamares de carga adicionais para avaliação do atendimento à ponta,

esse tratamento ainda é insuficiente para sinalizar ao mercado a necessidade de uma oferta com uma maior capacidade de potência e de flexibilidade.

Requer-se a redefinição dos critérios associados aos requisitos de energia, de capacidade, de potência e de flexibilidade, para assegurar a sinalização de forma assertiva do tipo de expansão da oferta que solucione eventuais violações. Neste sentido, a programação da operação, formação de preço e os estudos de expansão da oferta em escala horária mostram-se fundamentais, uma vez que são consideradas restrições de flexibilidade e potência (representação do *unit commitment*). É importante valorizar essa granularidade mesmo em modelos de longo prazo.

3.2. Impasse atual do modelo físico e comercial das hidrelétricas e a necessidade de mecanismos de remuneração complementar para se viabilizar estas fontes

O incremento da participação de energias de fontes renováveis na matriz elétrica brasileira, aliado ao aumento da geração distribuída e à minimização do custo de tecnologias de armazenamento, no curto prazo, tornará ainda mais complexa a coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Uma das formas que o ONS pode (e tem feito para) tratar esse desafio operativo é utilizar as usinas hidrelétricas como reserva de potência, dada sua característica de relativa facilidade na tomada de carga. No entanto, esta solução pode não ser suficiente, pois o sistema brasileiro vem enfrentando – especialmente na última década – substancial piora nas condições hidrológicas, o que compromete a disponibilidade e resposta das hídricas para atendimento energético e elétrico. De fato, os reservatórios do SIN têm cada vez menor capacidade de armazenamento para prover a regularização da capacidade de geração frente à carga total do sistema e entre os períodos chuvosos e secos.

Cria-se outro impasse, pois este tipo de serviço, reserva de potência, concorre com a opção de geração hidráulica na base.

No que tange à política operativa, o desbalanço entre o despacho programado e o verificado determina valores de reconciliação com base no pagamento do Encargo de Serviços do Sistema - ESS restrito às termelétricas.

Conforme mencionado, no que se refere às hidrelétricas, nos últimos 18 anos houve 6 anos, equivalente a 1/3 do período, em que o GSF foi consistentemente abaixo de 100%, com grande impacto econômico no Setor Elétrico Brasileiro, sobretudo em 2017 e 2018, de acordo com a *Figura 2*.

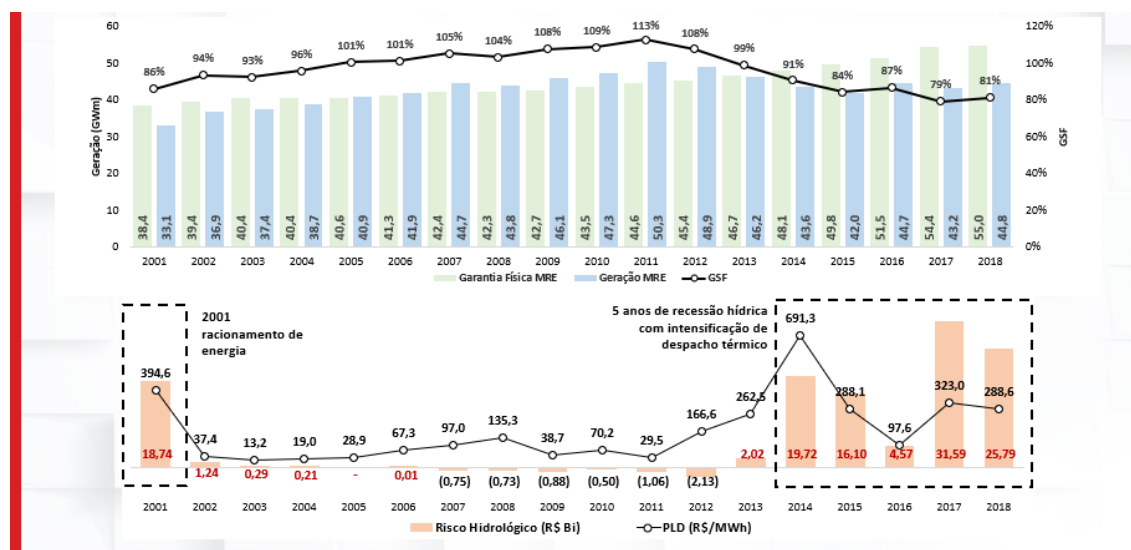


Figura 2 – Histórico recente do Risco Hidrológico

Neste âmbito, os geradores hidrelétricos auferem apenas reparação parcial, por meio do expurgo da geração termelétrica fora da ordem de mérito – GFOM e da importação de energia conforme reconhecido na Lei nº 13.203 de 2015 e regulamentado pela Resolução Normativa ANEEL nº 764 de 2017.

Ressalta-se que a aprovação do Projeto de Lei 10.985/18, que trata dos riscos não hidrológicos do MRE soluciona parte dos riscos das usinas do sistema e representa importante passo para o funcionamento do Setor Elétrico e para a liberação dos esforços para a modernização setorial.

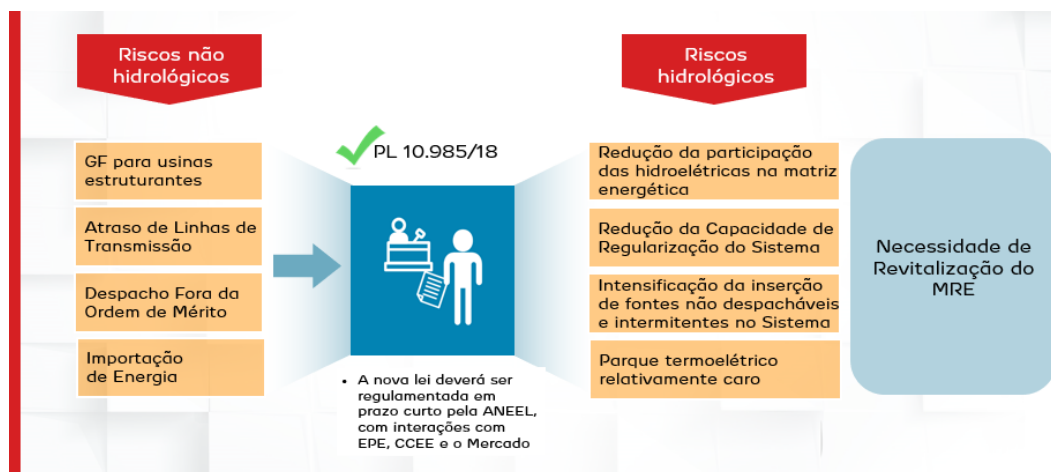


Figura 3 – Distinção de Riscos auferidos pelas Hidrelétricas

No entanto, observa-se a partir da Figura 4 que, para fazer face ao deslocamento que vêm sofrendo pela alteração da matriz com predominância da expansão por fontes não despacháveis e intermitentes, é necessária a revitalização do MRE por meio da valorização da despachabilidade e capacidade de suprimento de potência, atributos providos pelas fontes hidrelétricas, fundamentais à confiabilidade do suprimento energético, com a necessidade de se estabelecer remuneração adicional pela prestação de serviços de flexibilidade e capacidade. Figura 1

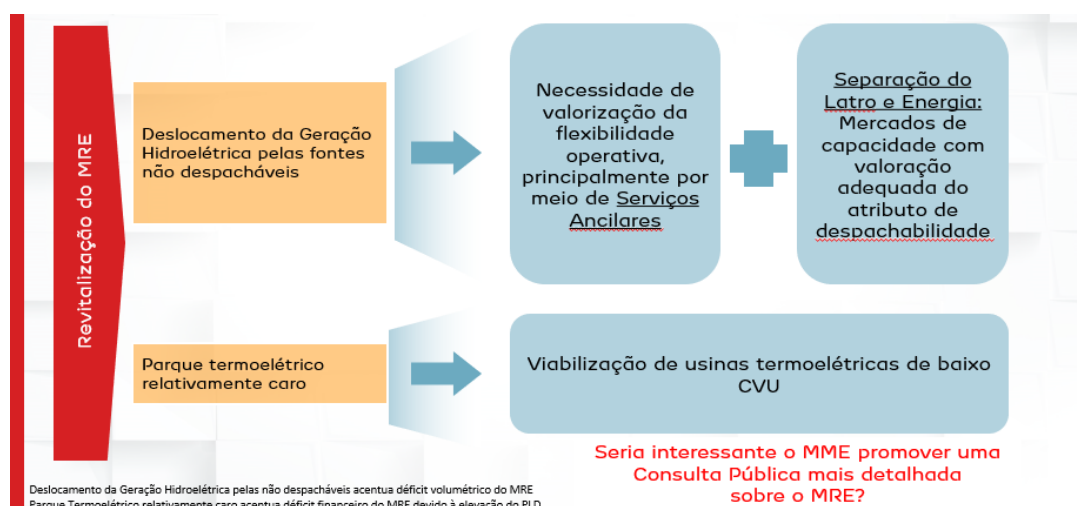


Figura 4 – Revitalização do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, valorizando o serviço prestado pelas hidrelétricas

3.3. Necessária viabilização de Termelétricas de baixo CVU

Conforme o PDE 2027, a tendência de valores cada vez mais baixos de armazenamento hídrico ao final de cada ano mostra que geração termelétrica é primordial para manter os níveis dos reservatórios e prevenir o sistema contra eventuais atrasos nas estações chuvosas.

Além disso, o crescimento das fontes intermitentes e a tendência do consumo direcionam as contratações baseadas nas características requeridas ao sistema e assim, alocando a energia termelétrica no local e períodos adequados.

Em condições ideais de operação, o papel de operar o sistema para a mitigação da intermitência e da variabilidade, características das fontes renováveis e prover energia com baixo custo poderia também ficar a cargo das usinas termelétricas, especialmente gás natural, situação em que a precificação horária explicita as vantagens competitivas desse tipo de fonte.

Entretanto, o parque termelétrico brasileiro não foi dimensionado para ser flexível e tampouco possui custos de operação compatíveis para garantir a operação com os reservatórios em nível elevado. Restam, assim, poucas alternativas de despacho flexível para atender às oscilações horárias ou mesmo as variações sazonais.... Um exemplo dessa operação é a UTE Pecém, movida à carvão mineral, que opera para o restabelecimento da frequência e para prover flexibilidade com despachos inferiores à sua capacidade nominal, com custos variáveis reais superiores à remuneração prevista no leilão, na qual só se considerava o despacho energético.

Neste contexto, uma abordagem mais específica nos critérios de suprimento que seja suficiente para sinalizar esse requisito do sistema se faz necessário.

Além do mais, a viabilização de usinas termelétrica de baixo CVU promovem ainda a estabilização dos preços (uma vez que limitam os componentes de volatilidade, caracterizados por aspectos físicos do sistema, incerteza sobre hidrologia, linearizações do modelo e de natureza regulatória), restringem as perdas substanciais ao sistema em

períodos de estiagem prolongada, funcionam como mitigadores de poder de mercado em contexto de preço por oferta.

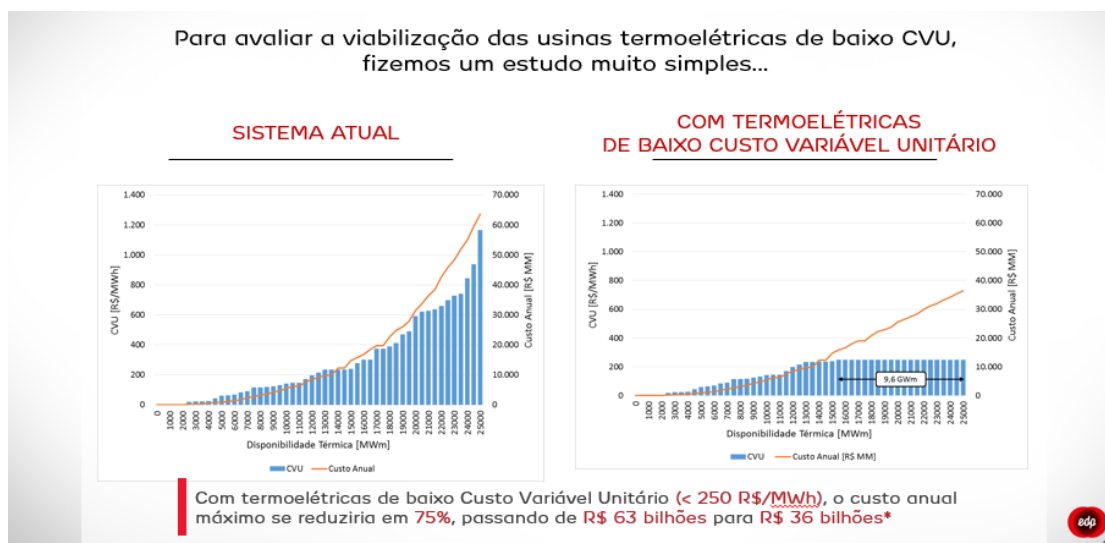


Figura 5 – Viabilização de termelétricas de baixo CVU

Dadas as motivações acima elencadas, a EDP defende a expansão da oferta no sistema por meio de um Regime de Térmicas de Baixo CVU, garantindo a segurança energética. Deve-se aproveitar a oportunidade de inserção desses empreendimentos no sistema por meio da substituição das térmicas de alto custo variável.

3.4. Constituição de Mercado de Serviços Ancilares

Os serviços prestados pelas usinas despacháveis são denominados Serviços Ancilares, dentre os quais destacam-se o procedimento para manutenção da frequência da rede elétrica, o acompanhamento da carga, reserva girante, *Black Start*, os Serviços Especiais de Proteção – SEP e o controle de tensão, os quais maximizam a confiabilidade do sistema quando de eventos adversos.

A prestação dos Serviços Ancilares demanda custos adicionais com desgaste dos equipamentos, consumo extraordinário de combustíveis, custos com partidas e paradas de máquinas térmicas, perda de eficiência por operar fora da condição nominal, além do custo de oportunidade da venda da energia que é renunciada para a prestação do serviço.

Com a evolução da matriz energética, resta intensificada a necessidade desse serviço, de maneira que se torna necessário o Brasil estruturar um Mercado de Serviços Ancilares, para que os geradores despacháveis (usinas termoeletricas e hidrelétricas, sobretudo) passem a contar com uma remuneração compatível com os serviços prestados.

Pode-se citar, como exemplo, o que ocorre na Região Nordeste, devido à intermitência da sua produção eólica:

- I. Usinas termoeletricas de alto custo variável, não despachadas por ordem de mérito de preço, têm sido chamadas a operar de 3 a 5 horas diárias no período de pico de carga, arcando com os respectivos custos de partida e desligamento.
- II. Usinas termoeletricas de baixo custo variável, despachadas por ordem de mérito de preço, têm sido chamadas a operar a dois terços de suas capacidades, para manter máquinas sincronizadas que possam atender às reduções repentinas de produção eólica, cuja perda de eficiência na produção térmica resta custeada pelos agentes proprietários das usinas.
- III. Usinas hidroelétricas têm produzido aquém do despacho ótimo, deixando espaço nos sistemas de transmissão, para que oscilações na produção eólica sejam compensadas.

Quando a Reserva Operativa Sistêmica é alocada nos intercâmbios, a produção hidrelétrica que migraria de uma região de menor custo marginal de operação para outra de maior custo marginal não ocorre, o que reduz o volume financeiro que seria revertido para compensar os custos alocativos em prol do MRE. Não havendo a compensação de custos, as usinas participantes do MRE experimentam prejuízos não associados ao Risco Hidrológico, mas ao risco decorrente do despacho das fontes intermitentes.

Dado que há fontes indicadas para operação confiável, deve-se adequadamente remunerar os atributos. A Resolução Normativa ANEEL nº 822 de 2018 traz este conceito, sendo necessário expandi-lo de forma a estruturar um Mercado de Serviços Ancilares, que se configura como uma medida relevante para que sinais de preço promovam o atendimento sustentável das necessidades sistêmicas, alocando custos e riscos aos agentes que demandam pelo serviço.

3.5. Constituição de Mercado de Capacidade - Separação de lastro e energia

A isonomia que pautará o novo desenho de mercado de energia do SEB deve ser argumentada sob a ótica de que a disponibilidade da usina promove confiabilidade sistêmica para um insumo essencial, cuja energia produzida proporcionará, além do atendimento às necessidades individuais dos consumidores, a continuidade da atividade econômica do país.

Consequentemente, a distinção entre o valor da confiabilidade e o valor da energia garantirá uma alocação consistente de custos e riscos, bem como a expansão da oferta, respeitando as fontes adequadas ao atendimento das necessidades sistêmicas.

O resultado dessa modalidade de contratação resume-se a dois produtos:

- Lastro: Remuneração das usinas que atendem adequadamente às necessidades sistêmicas;
- Energia: Receita diretamente vinculada à produção, com riscos de volume e preço gerenciados pelos agentes.

Quanto ao produto “Energia”, relevante destacar que sua comercialização deve ser de responsabilidade dos agentes do mercado, valorado a preços livremente negociados. Nesse contexto, a formação de preços a ser definida será de vital importância para que o mercado de “Energia” perceba os sinais adequados para se desenvolver, estabilizando as receitas de novos projetos de geração.

Para o agente gerador, a remuneração pelo “lastro”, que deve contar como contrapartida um compromisso de entrega a fim de garantir a confiabilidade do sistema, representará o primeiro dos fluxos de caixa a ser capturado pelo agente na estrutura de sua remuneração total.

O Lastro de uma usina deve refletir a sua capacidade de produzir energia na forma e no local considerados adequados para o funcionamento do sistema elétrico, com segurança e confiabilidade, por exemplo provendo respostas rápidas em localidades com elevado número de usinas intermitentes, controle de tensão, reserva operativa, entre outros.

Dessa forma, a contratação de confiabilidade é uma ferramenta fundamental para a adequabilidade do suprimento de energia do sistema, ou seja, para garantir investimentos em nova capacidade instalada, de forma que oferta e demanda atinjam o equilíbrio no ponto em que o critério de segurança de suprimento é requerido.

Os aspectos desejáveis para a adequabilidade do suprimento podem ser obtidos por meio da:

- Garantia de suprimento: o lastro é contratado para garantir que a capacidade estrutural de suprimento de energia seja maior ou igual à demanda;
- Garantia de tempo ótimo para construção: o produto lastro é negociado anos à frente em um leilão centralizado, para permitir a construção de nova capacidade a tempo de atender a demanda;
- Garantia de *mix* ótimo: a precificação do produto lastro considera os diferentes atributos das fontes, como capacidade de despacho, variabilidade da produção, atendimento à ponta etc.

Nos leilões para a contratação do produto lastro, identifica-se, de início, duas formas de realização:

- Leilão sem segmentação explícita da fonte:
 - Seria disponibilizada uma lista de serviços necessários para o funcionamento adequado do sistema elétrico em determinada região;
 - Seriam apresentadas ofertas de receita fixa anual pelos agentes interessados em desenvolver projetos para prestar os serviços anunciados, para adquirir o direito de construir, operar e manter as usinas.
- Leilão com diferenciação por atributos:
 - Os serviços a serem prestados caracterizam-se como mais complexos;
 - Diferentes tipos de usinas realizariam ofertas para serem avaliadas em conjunto, determinando-se a receita dos geradores com base nos atributos das fontes.

Em ambos os formatos, são necessários mecanismos para a avaliação de desempenho, de modo a permitir a aplicação de bônus ou de

penalidades em função da capacidade de a usina prestar o serviço contratado.

As ofertas dos agentes que participam dos leilões para a contratação de lastro devem refletir a remuneração que eles esperam não recuperar no mercado de energia, seja devido ao problema do *missing money*¹, seja pela aversão à volatilidade dos preços no mercado de curto prazo.

Quanto melhor os preços da energia refletirem os verdadeiros custos marginais do sistema e quanto menor for a aversão à volatilidade dos preços ou maiores os mecanismos para gerenciar esse risco, menor deve ser o preço ofertado pelos participantes dos leilões de lastro. Revela-se importante que os contratos de lastro sejam de longo prazo, para viabilizar o *project finance* dos geradores.

Tal contratação deve ser suportada por todo o mercado consumidor.

A valoração adequada da contribuição de cada empreendimento permitirá que um gerador tenha acesso a diferentes tipos de remuneração em função da sua importância sistêmica. Assim, além da receita auferida em suas negociações de energia, será possível complementar seu fluxo de caixa de forma coerente com suas funcionalidades.

Dessa maneira, ao remunerar os atributos de forma explícita, eliminam-se estruturas de incentivo disfuncionais, proporciona-se racionalidade para a valoração de externalidades dos empreendimentos e permite-se a definição de produtos de diferentes tecnologias.

O preço do lastro deve agregar o valor de todos os serviços que a usina oferecerá ao sistema, enquanto o preço da energia deve ser único para todas as fontes. Todavia, os atributos dos leilões de lastro devem ser considerados como compromissos de entrega por parte dos geradores.

Trata-se de um arcabouço em que os atributos são divididos em serviços prestados pelos geradores, custos de infraestrutura necessários para a prestação destes serviços, subsídios e incentivos e na externalidade da emissão de gases de efeito estufa.

Assim, torna-se necessário desenvolver um mecanismo de avaliação da entrega dos compromissos do agente em relação aos atributos contratados, como:

- Confiabilidade;
- Velocidade de respostas às decisões de despacho;
- Contribuição para redução das perdas;

- Economicidade proporcionada ao sistema de transmissão ou de distribuição;
- Capacidade de atendimento nos momentos de maior consumo;
- Capacidade de regulação de tensão e de frequência.

No que se refere à economicidade aos sistemas de transmissão e distribuição pode-se ponderar acerca dos custos de infraestrutura causados (ou evitados) pelo gerador – como ampliações e reforços na rede de transmissão.

Capacidade de regulação de tensão e de frequência por meio da prestação de serviço de suporte de reativo e serviço de inércia (custo da infraestrutura de equipamentos com inércia, para permitir o equilíbrio entre oferta e geração dentro da faixa de frequência operativa).

Sobre o atendimento ao maior consumo e resposta às variações de geração intermitente tem-se os serviços de reserva probabilística de geração (custo da infraestrutura de equipamentos de resposta rápida, necessários para absorver as variações não previsíveis da demanda e produção renovável),

Deve-se ainda considerar os diversos subsídios e isenções oferecidos aos geradores, tendo em vista o custo total pago pelo consumidor e/ou contribuinte.

Por fim, pondera-se sobre os custos ambientais relativos à emissão de gases de efeito estufa de cada fonte de geração de energia elétrica.

Como exemplo de mecanismos de incentivos, os geradores que se comprometerem com o produto lastro devem contar com a obrigação de manter os seus parâmetros técnicos (eficiência, TEIF, TEIP, capacidade instalada, etc.) ao longo do período de contratação, assim como atender à ordem de despacho relacionada aos papéis que devem desempenhar no sistema:

- Para usinas hidroelétricas despachadas centralizadamente, o compromisso de entrega poderia ser a apuração de disponibilidade ou a apuração de disponibilidade ponderada pelas vazões afluentes;

- Para usinas termoeletricas de baixo custo, o compromisso de entrega poderia ser o volume de energia produzido em intervalos de 12 a 60 meses;
- Para usinas termoeletricas de alto custo, o compromisso de entrega poderia ser o atendimento a ordens horarias de despacho;
- Para plantas renovaveis (eolica, PCH e biomassa), o compromisso de entrega poderia estar associado à redução da emissão de gás carbônico;
- As classes de consumidores também poderiam participar, ofertando lastro associado à redução de consumo quando solicitados pelo operador do sistema.

A separação de lastro e energia endereça importantes riscos do modelo atual

RISCOS MODELO ATUAL	ENDEREÇAMENTO DO RISCO COM A SEPARAÇÃO DE LASTRO E ENERGIA
• Falta de capacidade de energia nos momentos críticos	• Contratos de capacidade garantiriam suprimento em momentos críticos
• Remuneração reduzida e inconstante a geradores	• Com a remuneração do lastro, geradores possuem uma parcela de renda independente do despacho
• Maior contribuição ao ACR do que do ACL à expansão de capacidade	• Contribuição equilibrada do ACR e ACL para a segurança de suprimento
• Redução da energia disponível para trading - Agentes financeiros têm participação limitada no mercado, reduzindo a competição e a flexibilidade dos contratos	• Agentes financeiros podem atuar livremente
• Contaminação cruzada entre preço de energia e preço do lastro	• Transparência no preço do lastro

Separação de Lastro e Energia sozinho não resolve o problema da financiabilidade, é preciso também um mecanismo robusto de mercado

Figura 6 – Endereçamento do Risco com a Separação de Lastro e Energia

Acreditamos que todas as preocupações pontuadas no Relatório Técnico nos levam à uma solução mais sólida e mais aderente ao que é praticado em mercados internacionais: a separação de lastro e energia.

4. Representatividade premissas de entrada

Reconhecemos os esforços na direção de obter um planejamento mais eficiente da expansão do sistema utilizando critérios mais coerentes e mais alinhados com mercados internacionais, mas entendemos que esses esforços podem ficar comprometidos se não ocorrer uma revisão dos dados de entrada utilizados nos modelos.

Os modelos atuais não representam o *shape* da carga, a modelagem da micro e mini geração, a intermitência da eólica, os critérios de confiabilidade, além de serem auto regressivos (projetam com base no passado e perdem a sinalização de mudanças drásticas). E essa revisão torna-se ainda mais necessária quando se passar a utilizar o modelo com uma maior granularidade, já que o aumento da representatividade requer dados mais complexos.

E não se pode deixar de pontuar que essa revisão deve se estender aos estudos de planejamento, de forma a concatenar a realidade operativa com a expansão da oferta, adequando a valoração da contribuição dos recursos para o sistema e a representação dos problemas operativos.

Na visão da EPE, a representação das premissas de entrada é crucial e iniciativas estão sendo feitas em paralelo a discussão sobre a alteração das métricas empregadas no planejamento da expansão.

Neste âmbito, destaca-se que ao aumentar a fidedignidade dos dados de entrada à realidade operativa, há melhor modelagem dos requisitos de flexibilidade e de segurança do sistema.

Recomenda-se também a adequação da produtividade das usinas hidráulicas com a utilização de modelos não lineares de queda, que atualmente são tratados como funções lineares por partes.

O aprimoramento dos parâmetros associados à evolução dos modelos pode induzir à melhor resposta na expansão da transmissão e na resposta da demanda que são pontos importantes para o novo mercado.

5. Papel da EPE na contratação centralizada do lastro e projeção da carga

De forma a se atingir o acoplamento entre planejamento, política de despacho e realidade operativa é importante rever o desenho de mercado. O planejamento e operação podem se manter centralizados, mas a implementação deve ser implementada pelos agentes de mercado de forma descentralizada, por meio de previsão individualizada da carga e declaração em leilões no ACR com destinação parcial de energia ao ACL, em caso de atratividade de preços deste mercado.

Pode-se demonstrar matematicamente e estatisticamente que a projeção de carga realizada de forma centralizada, para todas as distribuidoras, tende a apresentar um desvio entre carga real e carga projetada muito inferior ao erro do processo em que as previsões são realizadas individualmente.

Pode-se argumentar, na linha contrária à centralização da projeção, que a distribuidora é detentora de informações privilegiadas e que, por este motivo, teria condição de desenvolver uma avaliação específica para a sua área de concessão com maior nível de acerto. Ocorre, contudo, que isso não elimina o fato de a série temporal correspondente à carga de energia de cada distribuidora contar com uma volatilidade diferente. Uma vez que a soma das projeções de cada série não é estatisticamente equivalente à projeção da carga de energia agregada.

Pelos motivos expostos, o risco de desvios da projeção de mercado não deve ser atribuído à distribuidora ou à comercializadora de energia regulada. Compreende-se que essa tarefa de planejamento da carga deve ser realizada por uma instituição central que, na visão da EDP, pode ser a EPE ou o ONS.

Sob o ponto de vista de governança, é importante que a metodologia para a previsão, assim como que os dados utilizados sejam objeto de ampla discussão com a sociedade, orientadas por consultas públicas planejadas e com tempo hábil para a construção de contribuições.

Logo, a EDP defende que a projeção da carga de energia e de demanda para fins de contratação de lastro seja realizada por uma instituição central, a partir dos dados da carga de energia e de demanda das distribuidoras e dos clientes livres.

Com evolução da proposta de separação entre lastro e energia, a definição das fontes associadas aos projetos que serão leiloados, assim como atributos que serão valorizados, passarão a ter importância estratégica na formação da matriz energética brasileira.

As metodologias e os sistemas necessários para a precificação dos atributos das fontes e para identificação das necessidades sistêmicas devem ser transparentes e passar por processo formal de contestação via Consulta Pública.

Sugere-se que um conselho superior deve ser constituído por agentes setoriais, para possibilitar a avaliação do planejamento central indicativo e garantir que sejam priorizadas as fontes e os projetos que melhor atendam às necessidades sistêmicas segundo critérios de segurança, continuidade e economicidade.

Uma vez definidas as necessidades sistêmicas e as metodologias de valoração dos atributos, o planejamento deve ser determinativo no que diz respeito aos requisitos de lastro. E a eficácia do planejamento deve ser medida através de um conjunto de indicadores que envolva as dimensões de custo de operação, impactos ambientais, confiabilidade do suprimento e qualidade da energia elétrica.

6. Revisão da Garantia Física das Usinas Hidrelétricas

A revisão da Garantia Física das usinas é regulamentada pelo Decreto nº 2.655, de 02 de julho de 1998, que dispõe:

"Art. 21. A cada usina hidrelétrica corresponderá um montante de energia assegurada, mediante mecanismo de compensação da energia efetivamente gerada.

§ 1º (Revogado pelo Decreto nº 5.287, de 2004)

§ 2º Considera-se energia assegurada de cada usina hidrelétrica participante do MRE a fração a ela alocada da energia assegurada do sistema, na forma do disposto no caput deste artigo.

§ 3º A energia assegurada relativa a cada usina participante do MRE, de que trata o parágrafo anterior, constituirá o limite de contratação para os geradores hidrelétricos do sistema, nos termos deste regulamento.

§ 4º O valor da energia assegurada alocado a cada usina hidrelétrica será revisto a cada cinco anos, ou na ocorrência de fatos relevantes.

§ 5º As revisões de que trata o parágrafo anterior não poderão implicar redução superior a cinco por cento do valor estabelecido na última revisão, limitadas as reduções, em seu todo, a dez por cento do valor de base, constante do respectivo contrato de concessão, durante a vigência deste.

§ 6º A alocação da energia assegurada, de que trata o caput, e as revisões previstas nos §§ 4º e 5º, propostas, em conjunto pelo GCOI e GCPS e seus sucessores, serão homologadas pela ANEEL."

O decreto estabelece então duas possíveis revisões de Garantia Física: a revisão com periodicidade de cinco anos, denominada revisão ordinária; revisão motivada por fatos relevantes, denominada como revisão extraordinária. Adicionalmente, a Lei nº 10.848, de 15 de março

de 2004, determina que o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE deve dispor de critérios gerais de garantia de suprimento de energia elétrica que deverão ser adotadas no cálculo das garantias físicas.

Portanto, ao revisitar os critérios de suprimentos de energia, consequentemente haverá efeitos no estabelecimento e na revisão de garantia física dos empreendimentos hidrelétricos. Se levarmos em conta a proposta demonstrada pelo Relatório Técnico, de imediato já concluímos que ao propor um modelo com uma maior aversão ao risco, os resultados tendem a trazer uma diminuição do bloco hidráulico. Mesmo com a Lei limitando a revisão em dez por cento do montante original, essa questão já representa para os investidores uma perda de receita.

A nossa proposta aqui é que esses critérios somente sejam utilizados no estabelecimento de garantia física de novos empreendimentos. Para as usinas hidrelétricas que poderão ter suas garantias físicas revistas, esses critérios só serão utilizados a partir do marco de uma regulamentação que proporcione a esses agentes receitas advindas da valoração adequada de sua capacidade de potência e de sua flexibilidade.

A oportunidade que deslumbramos aqui é permitir a correção concatenada de duas questões que permeiam o agente hidrelétrico e que a sua combinação pode ter um efeito financeiro nulo.

7. Rito regulatório

A Consulta Pública para a emissão do Relatório dos Critérios de Garantia de Suprimento é uma iniciativa louvável, por se tratar de um tema estratégico, de cunho essencialmente técnico, mas com elevada repercussão sobre toda a sociedade.

A expansão do sistema interfere, além da segurança de suprimento, em toda a estrutura de custos da energia para a sociedade e é um incentivador ou limitador aos investimentos no país.

A metrificação dos riscos presentes nos critérios de suprimento são melhores avaliados com a implementação teste dos modelos propostos e a avaliação de robustez. Mesmo a mais embasada teoria a respeito das métricas de risco, a sua implementação em modelos não-contínuos pode trazer resultados não esperados e não previstos.

Em adição à revisão criteriosa dos parâmetros de entrada, sugere-se que seja feita a implementação e teste nos modelos para que a sociedade possa avaliar a extensão dos resultados das modificações.

Para tanto, propõe-se a modelagem, a simulação e a instauração de mais uma rodada de consultas públicas para discussão desse tema tão relevante.

8. Critério de suprimento proposto

Segundo pontuado pela EPE, para fins de avaliação das medidas de risco para aferição da adequabilidade do atendimento aos requisitos do sistema, é desejável que o critério de suprimento apresente as seguintes condições:

- Facilidade na definição de parâmetros de entrada;
- Facilidade de interpretação;
- Robustez a diferentes configurações hidrotérmicas (com relação ao valor dos parâmetros de entrada);
- Robustez a atualizações das variáveis exógenas (por exemplo: custo de déficit, taxa de desconto, CVaR custo);
- Necessidade de ser conjugada com outro critério;
- Sensibilidade a perturbações;
- Aderência aos critérios de operação;

- Operacionalização.

A partir da constatação de que as quatro propriedades necessárias para garantir a coerência de uma medida de risco, invariância à translação (efeito deslocamento); homogeneidade positiva (efeito escala); monotonicidade (efeito dominância); e subaditividade (efeito portfolio), são atendidas pela medida de risco CVaR, além de sua robustez a parâmetros exógenos, a mudança de configuração e a metodologia de otimização, concluiu-se que esta pode ser internalizada em problemas de otimização convexa.

Contudo, cabe salientar que decisões de planejamento ou mesmo de despacho operativo por modelos matemáticos convergem para a solução ótima do problema de otimização que os alimentam. Desta forma, representações muito simplificadas da realidade operativa complexa não capturam os reais problemas do sistema, que devem ser tratados com soluções de planejamento. Destaca-se então a necessidade de detalhamento horário, restrições para atendimento à demanda de ponta e para atendimento às restrições de reserva girante; detalhamento da rede de transmissão; e variabilidade na produção eólica e solar.

Tem-se ainda percepções a risco distintas entre agentes e operador e/ou planejador quanto a decisões estocásticas sob incerteza. Neste âmbito, mecanismos de aversão ao risco podem ser considerados externalidades incorporadas por heurísticas não consensadas.

Diante da complexidade na definição dos parâmetros – nível de confiança (α) e limite máximo aceitável do valor esperado dos α piores cenários, esforço considerável é demandado para associar a sua aplicação no problema à prática operativa. Por fim, a utilização de diversas métricas de risco no âmbito do planejamento e operação deve ser harmônica, ou seja, com garantia de coerência entre os parâmetros associados às diferentes métricas, de forma a se evitar que um critério se sobreponha a outro.

A EDP ressalta a necessidade de se cumprir os seguintes passos para se promover a adequada condição de suprimento eletro-energético do sistema:

- Mapear e melhor representar o sistema;
- Identificar escassez de atributos/requisitos;

- Definir critérios para mensurar e aferir cada atributo;
- Sinalizar expansão para adequabilidade da oferta;
- Aderência entre planejamento da operação e planejamento;
- Evitar longos períodos de custos elevados;
- Identificação dos requisitos e desenho dos produtos que serão comercializados para remunerar investimentos necessários;
- Minimizar medidas operativas adicionais pelo operador.

9. Regulamentação dos critérios de garantia de suprimento

O Relatório Técnico apresentado pela EPE traz experiências internacionais quanto ao tema e direciona uma metodologia que se enquadra em parâmetros ainda no “campo do conceito”. Algumas definições já poderiam terem sido definidas, tais quais:

- métricas de risco;
- parâmetros associados às métricas;
- frequência de revisão dos parâmetros;
- novos produtos;
- desenho de mercado: mercado de capacidade

A partir da apresentação dessas informações, as empresas terão capacidade de realizar simulações e dimensionar os impactos dessa alteração do critério. Por enquanto, verificou-se que a discussão ainda se encontra embrionária e com um prazo de discussão extremamente apertado (a expectativa é que se finalize todo o processo até dezembro deste ano).

10. Indicadores de desempenho

O que a EPE espera em termos de resultados com a nova metodologia? Qual o objetivo da mudança? Como podemos avaliar de forma objetiva

que os resultados do modelo estão solucionando os problemas reais do sistema de hoje e os que irão surgir com mudança de comportamento e novas tecnologias?

Nessa perspectiva, é primordial que se façam avaliações se, de fato, a alteração dos critérios de suprimento para fins de planejamento da expansão torna a programação do despacho mais próxima da operação real, sem a necessidade de utilização de medidas adicionais pelo Operador. Assim, é de suma importância medir a compatibilidade dos critérios de segurança pelo planejador e operador, além da aderência entre o despacho programado e o despacho ocorrido, e ainda implantar metodologia de entendimento permanente das causas raízes das variações encontradas com busca da melhoria contínua dos modelos e dos processos.

A medição da assertividade das variáveis de entrada mais relevantes para a avaliação do suprimento energético e elétrico do sistema, como premissas de Produto Interno Bruto – PIB, carga e a geração de usinas eólicas, por meio do cômputo do desvio destas com os valores verificados, é relevante para a explicação dos desvios entre o planejamento, programação da operação e operação real.

E assim, o estabelecimento de indicadores públicos a serem acompanhados e disponibilizados diariamente pela EPE trará transparência à aplicação dos critérios de suprimento e deixará evidente se o objetivo de compatibilização entre critérios de risco do planejamento e operação estará sendo atingido.

11. Contribuição P&D

Matriz Robusta

A nossa visão é sermos uma empresa global de energia, líder em criação de valor, inovação e sustentabilidade. Uma das formas de agregarmos valor por meio da inovação é o desenvolvimento de projetos de P&D que visam contribuir ativamente para as relevantes iniciativas de aprimoramento do setor.

De forma geral, a EDP é altamente favorável a mudanças que induzam eficiência, tanto do ponto de vista operacional, quanto do ponto de vista dos processos comerciais e da satisfação dos seus clientes.

Isto em vista, temos em desenvolvimento atualmente 6 projetos de P&D que contribuem para os temas em discussão mais estratégicos do setor, conforme ilustrado na Figura 7.

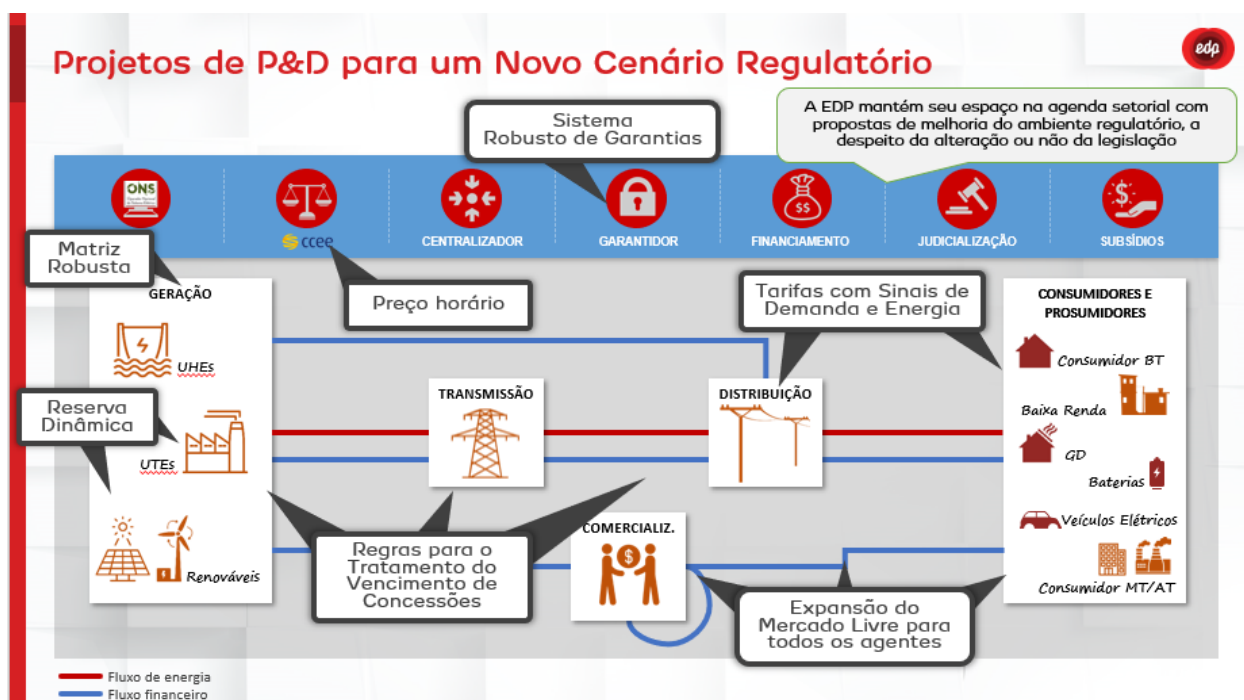


Figura 7 – Visão geral dos projetos de P&D no contexto de mudanças propostas na Consulta Pública do MME

O projeto de Matriz Robusta visa a orientar o planejamento da expansão com base em um único modelo integrado que prioriza uma representação mais fidedigna da operação do sistema levando em conta a variedade de cenários de carga que podem vir a se materializar.

Neste sentido, propomos que o planejamento seja orientado por um conjunto de cenários factíveis em função da combinação de diversos cenários econômicos e da introdução de tecnologias que podem alterar estruturalmente o padrão de consumo.

O modelo adota a metodologia não linear denominada ODIN. Os principais aspectos do ODIN que permitiriam maior aderência à realidade e um planejamento da expansão mais adequado são:

- representação do sistema hidrelétrico a usinas individualizadas com modelagem não linear da função de produção;
- representação da rede de transmissão segundo um modelo de corrente contínua incluindo restrições de segurança e de reserva de potência; e
- representação da carga em base horária e de forma cronológica compatibilizando metas mensais de geração com a curva de carga horária.

Resultados preliminares com a modelagem ODIN, quando comparados com os resultados da modelagem em vigor no SEB indicam uma diferente estratégia operativa. O modelo ODIN, por ser não linear, valoriza o benefício do armazenamento sobre a produtividade das hidrelétricas, levando o sistema a operar com elevados níveis de armazenamento e, conseqüentemente, propiciando maior produtividade e menor custo de operação. Assim, as necessidades de expansão da geração para atendimento de ponta do sistema segundo a modelagem não linear podem ser consideravelmente menores que as requeridas pelos modelos lineares em vigor.

Ademais, devido à modelagem não linear que valoriza a operação dos reservatórios com elevados níveis de armazenamento, o modelo ODIN propicia níveis elevados de garantia de suprimento com o simples objetivo de minimizar o valor esperado do custo, possivelmente atingindo os critérios de garantia sem (ou com bem menos) necessidade da introdução de mecanismos de aversão a risco.

12. Conclusão

A EDP tem como visão ser uma empresa que se destaca pela sua criação de valor, inovação e sustentabilidade. Para ser coerente com essa visão, terá sempre um posicionamento proativo para questões que envolvam a evolução do SEB. Indo além de sua reconhecida conduta com seus clientes, acionistas e stakeholders, a EDP procura promover essa evolução de formas diversas, como a partir de: (i) P&Ds que abordam todos os aspectos estratégicos do setor; (ii) constante interação com as instituições do setor elétrico; e (iii) seus

posicionamentos no âmbito regulatório e institucional, como a presente Consulta Pública.

Hoje o modelo do setor já convive com imperfeições latentes e não há que se esperar que a alteração dos critérios de suprimento seja a solução para todos os problemas, no entanto, com a melhor representatividade e adaptação à realidade atual do sistema elétrico é possível alcançar objetivos que já podem ser endereçados atualmente. Dentre estes, um dos principais é promover uma maior compatibilização dos critérios de risco utilizados no Planejamento e Operação, além do necessário acoplamento entre os processos de planejamento, definição de despachos para a operação do SIN e a formação de preços, diminuindo os encargos sistêmicos.

Além disso, critérios de suprimento e adequada formação de preço em funcionamento pleno permitem uma melhor gestão de riscos que, no atual status quo, ficam subavaliados. Neste cenário, agentes podem adequar seus níveis de exposição de acordo com suas necessidades e capacidades. Ainda do ponto de vista financeiro, uma maior discretização e acurácia na formação de preços estabelecem uma correta sinalização econômica a investidores, em seus planos de expansão, e a consumidores, em seus usos eficientes de recursos.

Defendemos que a abordagem mais indicada para garantir o suprimento de forma eficiente e coerente se dá pelo seguinte sequenciamento das iniciativas:

1. avaliação dos dados e parâmetros utilizados no planejamento do sistema;
2. revisão dos modelos para melhor representar o sistema; e
3. eventual revisão do critério de segurança de suprimento.

Embora haja discordância quanto ao ordenamento estratégico dos passos a serem dados para aprimorar o planejamento da expansão e operação do sistema, vemos de forma positiva a busca por coerência dos modelos e dos processos comerciais, e a busca pela integração dos requisitos operativos nos modelos de planejamento da expansão.

Com isso, pode-se vislumbrar:

- Planejamento e operação ótimos resultando em menores tarifas e custos;
- Arranjos contratuais e arcabouço regulatório aprimorados para um ponto ótimo do sistema;
- Decisão no âmbito do planejamento, operação e regulação harmonizadas para um critério que resulte em menor custo para o sistema.