

Os *White Papers* do Instituto Acende Brasil consolidam análises e recomendações aprofundadas sobre temas do Setor Elétrico Brasileiro e visam à promoção de discussões qualificadas sobre as seguintes dimensões setoriais: Agência Reguladora, Governança Corporativa, Impostos e Encargos, Leilões de Energia e Transmissão, Meio Ambiente e Sociedade, Oferta de Energia, Rentabilidade, Tarifa e Regulação. Para saber mais sobre o Instituto Acende Brasil acesse www.acendebrasil.com.br

O PLANO NACIONAL DE ENERGIA 2050, CENÁRIOS E SINAIS DE LONGO PRAZO

O Plano Nacional de Energia 2050 (PNE 2050), elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), que esteve em Consulta Pública (CP 95/2020) entre os meses de julho e outubro de 2020, tem como objetivo indicar de soluções não determinísticas para os desafios que se apresentam em um planejamento de longo prazo.

O documento, publicado em sua versão final em 13 de dezembro de 2020: (a) elabora cenários de futuros possíveis; (b) indica os entraves, impactos e oportunidades que devem ser enfrentados no futuro desejado; e (c) apresenta propostas que fornecem o fundamento necessário para navegar entre tais cenários e adaptar-se àquele que vier a se consolidar.

Com o intuito de colaborar para a robustez do PNE 2050, o Instituto Acende Brasil enviou para a Consulta Pública 95/200 contribuições que propõem reflexões sobre temas relevantes para todos os cenários desenhados pela EPE: (i) os impactos das mudanças climáticas sobre a operação do setor elétrico; (ii) o atendimento à

demanda de potência; (iii) o dilema regulatório da renovação de ativos de transmissão; (iv) o papel das distribuidoras de eletricidade face ao aumento da geração descentralizada; e (v) o desafio da segurança das redes digitais.

Esse *White Paper* tem como objetivos apresentar uma versão expandida e mais detalhada das proposições enviadas pelo Instituto Acende Brasil à Consulta Pública 95/2020, além de examinar o acolhimento de algumas das propostas na versão final do Plano Nacional de Energia 2050.

“Não há vento favorável para o navegador que não sabe para onde está indo.”

(Sêneca – ou Lucius Annaeus Seneca, nascido em 4 a.C. e morto em 65 – foi um dos mais influentes filósofos, escritores e intelectuais que atuaram durante o Império Romano)

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	2
2 CONTRIBUIÇÕES AO PNE 2050	3
2.1 Mudanças climáticas e seus impactos sobre o setor elétrico	3
2.2 Alternativas de atendimento à demanda de potência	6
2.2.1 Aprimoramentos da política operativa	7
2.2.2 Repotenciação e capacidade de modulação hidrelétrica.....	8
2.3 Renovação e modernização do sistema de transmissão	11
2.4 Recursos Energéticos Distribuídos e o papel das distribuidoras como “DSOs” (<i>Distribution System Operators</i>)	14
2.5 Segurança cibernética	16
3 CONCLUSÕES	18
REFERÊNCIAS.....	20
ANEXO I.....	21

1 INTRODUÇÃO

O Ministério de Minas e Energia (MME) colocou em consulta pública (Consulta Pública 95/2020), em julho de 2020, a Minuta do Relatório do Plano Nacional de Energia 2050, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

O Plano Nacional de Energia 2050 (PNE 2050) oferece não apenas uma estrutura adequada para o desenvolvimento de cenários voltados à formulação de políticas públicas no setor de energia nacional, mas também uma sinalização de longo prazo para investimentos ao longo de toda a cadeia de valor (geração, transmissão, distribuição e comercialização).

O PNE 2050 adota uma abordagem distinta da adotada em sua edição anterior (o Plano Nacional de Energia 2030, publicado em 2007), pois não opta por uma visão determinística do futuro. Muito pelo contrário.

Os exercícios ao longo do PNE 2050 explicitam a adoção de técnicas mais sofisticadas – e robustas – de planejamento estratégico ao reconhecer que “sabemos que não sabemos o que acontecerá”, mas que podemos desenhar cenários possíveis e nos prepararmos para esse leque de futuros.

Portanto, o PNE 2050 acerta ao se limitar a indicar direções para as quais a expansão do setor energético do país deve apontar, reconhecendo as incertezas do horizonte de tempo do planejamento.

Ao abandonar a pretensão de determinar, de forma centralizada e determinística, como o setor evoluirá – mesmo porque a expansão será determinada pela interdependência entre inúmeros fatores, como a competição nos leilões de geração e transmissão, pressões advindas de um consumidor mais engajado e mais informado, e inúmeras rupturas tecnológicas, legais e regulatórias – o relatório se concentra em identificar desafios, avaliar impactos e cogitar oportunidades nos cenários concebidos.

No PNE 2050 a transição energética (que inclui o aumento da penetração de fontes variáveis não controláveis), a digitalização e a introdução de novas tecnologias são vistas como elementos que moldarão um novo setor de energia no Brasil e no mundo e que imporão desafios regulatórios e operativos que precisam começar a ser tratados o quanto antes.

Mas os mesmos elementos que geram incerteza poderão gerar oportunidades na forma de novos modelos de negócio e novos papéis para inúmeros agentes.

Finalmente, além de acertar na abordagem não determinística e no reconhecimento das incertezas que teremos à frente, o PNE 2050 também se consolida como um exercício estrutural para a visualização de possíveis futuros ao explicitar a importância do papel das autoridades setoriais na concepção de políticas públicas que garantam:

- neutralidade tecnológica visando à confiabilidade de suprimento;
- livre concorrência entre os agentes;
- regulação transparente, isonômica e não-discriminatória;
- correta alocação de custos e riscos;
- regras claras que gerem ambiente de negócios previsível;
- segurança jurídica dos contratos para reduzir riscos e incentivar investimentos;
- coerência nas decisões de modo a fomentar a competitividade, a eficiência econômica, a consistência e a harmonia do setor energético como um todo; e
- mais flexibilidade para possíveis correções frente a contextos inesperados e de políticas que promovam mais os resultados do que a definição dos meios para atingi-los.

Neste *White Paper* busca-se oferecer contribuições adicionais ao relevante trabalho elaborado pela EPE. O documento está dividido em três sessões. Esta primeira sessão apresenta as motivações do estudo. O segundo capítulo elabora contribuições específicas para temas que se mostraram de particular importância, e cujo tratamento poderia ser mais detalhado no PNE 2050. O capítulo final apresenta as conclusões do estudo.

2 CONTRIBUIÇÕES AO PNE 2050

Independentemente do tipo de matriz elétrica e energética que teremos no horizonte de 2050, as seguintes reflexões específicas podem ser consideradas “robustas”, pois tendem a ser relevantes para quaisquer cenários que venham a se consolidar no futuro.

2.1 MUDANÇAS CLIMÁTICAS E SEUS IMPACTOS SOBRE O SETOR ELÉTRICO

Em 2019, perdas econômicas ocasionadas por desastres naturais somaram US\$ 232 bilhões globalmente. Deste montante, US\$ 229 bilhões, ou quase 99%, estão diretamente relacionados a eventos climáticos - aqueles relacionados à atividade atmosférica -, valor 17% maior que a média registrada ao longo do século XXI (Figura 1).

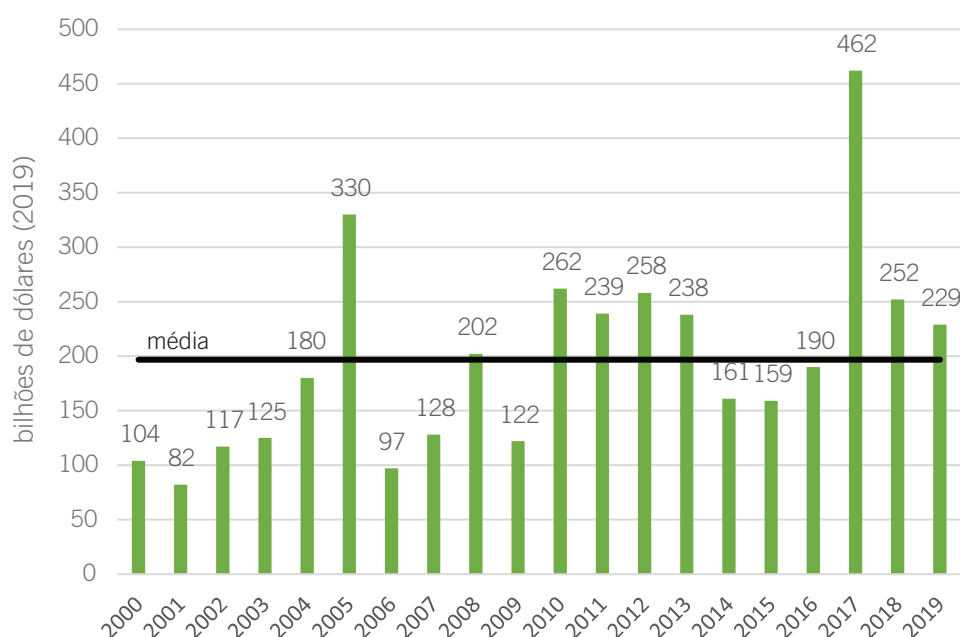


Figura 1 - Perdas econômicas globais relacionadas a eventos climáticos extremos (AON, 2020)

Avalia-se que, nas próximas décadas, a intensificação do aquecimento global demandará o investimento de montantes financeiros ainda maiores em medidas de mitigação e adaptação da sociedade às mudanças climáticas.

Eventos atmosféricos decorrentes de mudanças climáticas causam perdas e destruição em infraestruturas de transporte, saneamento, comunicação, entre outros. No setor elétrico estes impactos são sentidos de duas maneiras principais:

- (i) alterando a capacidade de geração hidrelétrica; e
- (ii) danificando as redes de transmissão e distribuição.

No que tange a capacidade de geração hidrelétrica, o fato de 65% da energia produzida no Brasil ser proveniente desta fonte torna o sistema muito suscetível às condições hidrológicas do país. Um dos possíveis impactos das mudanças climáticas é a alteração do padrão de pluviosidade nas diversas bacias hidrográficas brasileiras, o que pode impactar o potencial de geração das hidrelétricas.

Apesar da incerteza sobre como as mudanças climáticas podem afetar a hidrologia no Brasil, há autores que indicam que as alterações no comportamento hidrológico podem implicar a

necessidade de ajustar a Garantia Física de algumas hidrelétricas em até 25% nas próximas décadas (Lima, Colischonn e Morengo, 2014)¹.

Diante desta incerteza, cabe empreender mais recursos no estudo dos potenciais impactos das mudanças climáticas sobre a hidrologia dos rios em que se concentram a geração hidrelétrica no Brasil.

Os resultados destes estudos e a consequente formulação de cenários hidrológicos alternativos permitirão que o planejamento da expansão e operação do parque hidrelétrico sejam ajustados a uma nova realidade.

Além disso, o aumento da frequência e intensidade de eventos climáticos (particularmente eventos atmosféricos que alteram significativamente as condições de operação, tais como intensidade de chuvas e a velocidade dos ventos) pode afetar a transmissão e distribuição de eletricidade, acarretando maior indisponibilidade das redes.

No caso da distribuição, esse fenômeno provocaria diminuição das receitas para distribuidoras (por redução de energia consumida durante a interrupção) e penalização regulatória por descumprimento de indicadores de qualidade de serviço².

No caso das linhas de transmissão, a indisponibilidade associada a fatores climáticos também pode prejudicar a qualidade do serviço prestado pelas concessionárias e impactar a remuneração dos seus investimentos, uma vez que o modelo regulatório atual prevê que a receita da transmissora corresponde à Receita Anual Permitida (RAP) deduzida da chamada “Parcela Variável” (PV), que por sua vez varia em função da indisponibilidade do ativo de transmissão.

Exemplos do impacto financeiro provocado pela interrupção do fornecimento de eletricidade (devida a fatores diversos, não apenas eventos climáticos), em 2019, são apresentados a seguir:

- Distribuição: R\$ 630 milhões³ foram pagos pelas concessionárias de distribuição em compensação pela transgressão dos limites de continuidade; e
- Transmissão: a PV global, excluindo-se os atrasos de entrada em operação, reduziu a receita das transmissoras em R\$ 406 milhões⁴.

A incorporação de eventos climáticos à lógica do setor elétrico representaria uma oportunidade de otimização e assertividade de investimentos, e a adaptação da rede elétrica poderia ser feita por meio do planejamento de reforços e de expansão da infraestrutura de transmissão que leve em conta modelos climáticos de médio prazo.

Atualmente, como os sistemas de monitoramento de rede não conseguem prever com antecedência as interrupções de fornecimento relacionadas a eventos climáticos, as ações corretivas acabam sendo adotadas de maneira reativa. Investimentos em monitoramento climático viabilizariam um planejamento antecipado do plano de resposta das equipes de manutenção, o que agregaria eficiência aos reparos necessários.

Já o aumento da presença de redes inteligentes também ajudaria a mitigar impactos climáticos sobre ativos de distribuição e transmissão ao proporcionar um melhor monitoramento das condições operacionais da rede e uma resposta mais rápida, com a possibilidade de acionamento remoto de equipamentos.

No entanto, a realidade climática, geográfica, topográfica, demográfica, regulatória e da própria matriz elétrica brasileira não permite a simples importação de modelos internacionais e

¹ As mudanças no padrão hidrológico podem decorrer de alterações na biosfera e seus ciclos biogeoquímicos globais, fruto da emissão de gases estufa, mas também decorrem da alteração na forma do uso e cobertura do solo que podem resultar em mudanças climáticas locais.

² Indicadores de qualidade globais: DEC (Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora) e FEC (Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora). Indicadores de qualidade individuais: DIC (Duração de interrupção individual por unidade consumidora); FIC (Frequência de interrupção individual por unidade consumidora) e DMIC (Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora).

³ <https://www.aneel.gov.br/indicadores-de-compensacao-de-continuidade>

⁴ Valores referentes ao período compreendido entre junho/2019 e maio/2020, conforme apresentado em <https://www.aneel.gov.br/documents/656823/0/Junho+2019+a+Maio+2020/128bf6bebc0b-9dad-8fb2-b005fca5b8d1>

requerará um esforço científico com o objetivo de preparar o setor elétrico para a gestão dos riscos e mitigação dos impactos atrelados aos eventos climáticos extremos que afetarão os ativos de geração, transmissão e distribuição.

Recomendação 1

- Enviada como contribuição à Consulta Pública 95/2020 do MME (encerrada em 13/out/2020); e

- Acolhida na revisão final do PNE 2050 (divulgada em 16/dez/2020).

Dada a complexidade dos modelos voltados a eventos extremos no contexto de mudanças climáticas, a EPE poderia definir como necessária e urgente, já no âmbito do PNE 2050, uma arquitetura integrada e faseada de projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) regulados pela Aneel – mas com eventual interveniência técnica da EPE e do ONS – que contribuam para melhorar a qualidade dos dados e capacidade preditiva dos modelos voltados à otimização do monitoramento da rede.

A recomendação acima foi acolhida na revisão final do PNE 2050 com o seguinte texto destacado em amarelo (página 41):

3. Criar plano de mitigação de riscos relativos à segurança do abastecimento em caso de eventos extremos

Os impactos decorrentes de alta participação de fontes renováveis variáveis precisam ser bem avaliados em termos de segurança do abastecimento. São ainda necessárias, em particular, as seguintes atividades: (i) Avaliar os impactos eletroenergéticos em termos de grau de complexidade do planejamento e execução da operação por conta de efeitos de mudanças climáticas sobre disponibilidade de energia; (ii) Fomentar estudos envolvendo cenários extremos. Nesse caso, é aconselhável uma arquitetura de projetos de pesquisa e desenvolvimento (P&D) regulados pela Aneel (com participação de EPE e ONS) que contribuam para melhorar a qualidade dos dados e capacidade preditiva dos modelos voltados a eventos extremos. Além disso, estudos realizados a partir de outras de fontes de recurso devem ser estimulados, a exemplo do projeto META TDR 66 "Análise dos Reflexos das Mudanças Climáticas nas Metodologias de Planejamento de Sistemas Elétricos" e do projeto GIZ "Ampliação dos Serviços Climáticos para Investimentos em Infraestrutura (CSI)"

2.2 ALTERNATIVAS DE ATENDIMENTO À DEMANDA DE POTÊNCIA

Um dos desafios identificados no Plano Nacional de Energia 2050 é o atendimento da demanda de potência, desafio este que seria vencido por meio da complementação do parque gerador com um conjunto de tecnologias capazes de proporcionar a potência requerida nos momentos necessários e que, idealmente, requeiram investimentos relativamente baixos, já que estas tecnologias seriam demandadas com menor frequência.

Esta questão tenderá a ser ainda mais relevante nos próximos anos, não apenas devido à acentuação da demanda máxima do sistema, mas também em razão da crescente participação de usinas não controláveis, isto é, usinas cuja produção é determinada pela disponibilidade do recurso energético utilizado (vento para eólicas e insolação para solares) (Figura 2).

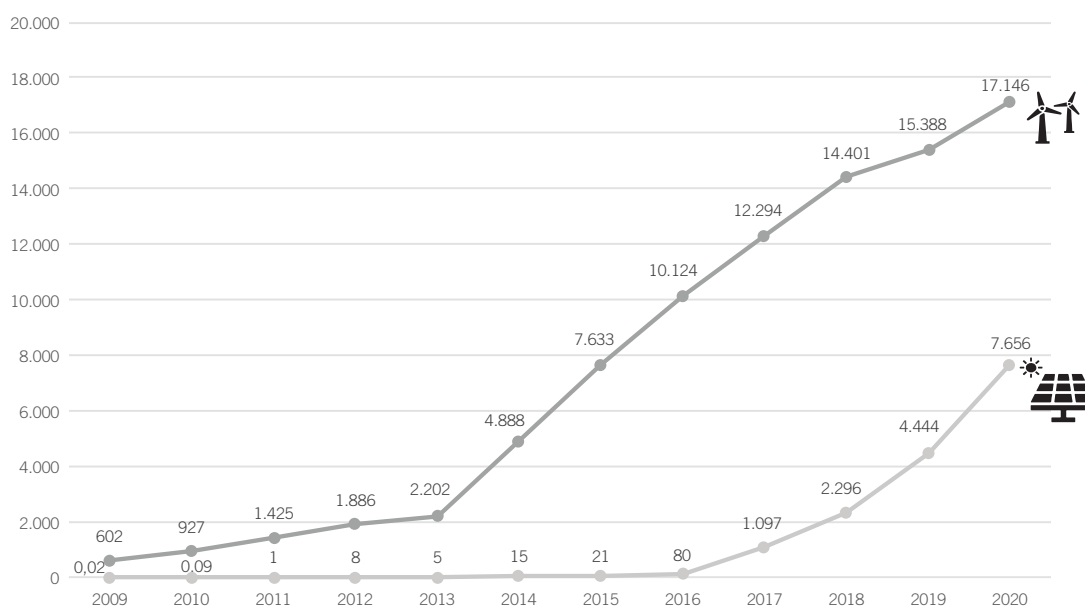


Figura 2 - Evolução da capacidade instalada das fontes eólica e solar (MW) (MME, 2009 a 2020)

O PNE 2050 considera as seguintes tecnologias para atender a esta necessidade:

- (i) usinas termelétricas flexíveis;
- (ii) repotenciação ou instalação de unidades geradoras adicionais em usinas hidrelétricas existentes;
- (iii) usinas hidrelétricas reversíveis; e
- (iv) armazenamento químico de energia (baterias).

Embora as quatro tecnologias sejam aptas a atender a esta necessidade de formas diferentes, este *White Paper* discutirá medidas que podem ser adotadas para aproveitar melhor o potencial das hidrelétricas.

As usinas hidrelétricas respondem pela maior parte da potência instalada no Brasil e são usinas extremamente flexíveis, pois podem modular sua produção de forma muito eficiente para realizar o equilíbrio de potência do sistema.

Embora as hidrelétricas já sejam bastante utilizadas para atendimento da demanda de potência do sistema, há medidas que poderiam ser tomadas para ampliar ainda mais sua capacidade de promover o equilíbrio instantâneo de potência. Estas medidas incluem:

- (i) o aprimoramento da **política operativa** das usinas hidrelétricas; e
- (ii) a indução de investimentos na **ampliação da capacidade de modulação hidrelétrica**.

2.2.1 APRIMORAMENTOS DA POLÍTICA OPERATIVA

O parque de geração hidrelétrica existente poderia ofertar mais potência se fosse adotada uma política operativa diferente da preconizada pelos modelos oficiais utilizados para orientar o planejamento da operação⁵.

Estudos minuciosos da operação demonstram que a política operativa vigente resulta em um armazenamento ineficiente de água nos diversos reservatórios hidrelétricos.

Além de reduzir a potência que o parque gerador pode suprir em dado momento, esta gestão não otimizada dos reservatórios compromete também o montante de energia que pode ser gerado com cada metro cúbico de água turbinado pelas usinas que compõem o sistema. O detalhamento da função de operação que causa tal ineficiência é apresentado no **Anexo I**.

A produtividade hidrelétrica varia de acordo com a queda líquida, que corresponde à variação da relação entre o volume armazenado no reservatório da usina e a vazão que deixa o reservatório (seja por turbinagem, seja por vertimento).

Este efeito é bastante relevante. Por exemplo, a redução do volume armazenado no reservatório de 70% para 30% da hidrelétrica de Sobradinho, maior reservatório do subsistema Nordeste, reduz a sua produtividade em 14%. Quedas semelhantes são observadas em outros grandes reservatórios dos subsistemas Norte, Sudeste/Centro-Oeste e Sul, respectivamente: 13% em Serra da Mesa, 13% em Nova Ponte, e 12% G.B. Munhoz.

Dada a relevância da variação da produtividade hidrelétrica em função do nível dos seus respectivos reservatórios, é crucial levar este aspecto em conta na política de despacho das usinas hidrelétricas.

Isto não implica que o esvaziamento dos reservatórios deva ser evitado. Embora a produtividade hidrelétrica seja maximizada quando o seu reservatório está cheio, o esvaziamento dos reservatórios para geração hidrelétrica em períodos de menor vazão afluente é vantajoso quando evita o acionamento de usinas com custo marginal de operação superior ao valor associado à perda de produtividade ocasionada pela queda da cota da usina hidrelétrica.

Portanto, levar em conta a variação da produtividade das hidrelétricas decorrente dos níveis dos reservatórios na política operativa não implica necessariamente a redução da variação dos níveis dos reservatórios para fins de regularização das vazões, mas tem implicações muito importantes na definição de quais hidrelétricas devem ser despachadas em cada momento. A definição de despacho das usinas hidrelétricas deve ser pautada pela minimização da perda de produtividade hidrelétrica.

Uma das formas de minimizar a perda de produtividade hidrelétrica em sistemas com múltiplas usinas situadas em série ao longo de um curso d'água é concentrando a regularização das vazões nas usinas a montante (rio acima). Isto ocorre porque:

- (i) ao regularizar a sua vazão, a usina acaba regularizando parte da vazão afluente de todas as hidrelétricas localizadas rio abaixo, sem que essas tenham que reduzir o seu nível de armazenamento; e
- (ii) as vazões afluentes das usinas a jusante (rio abaixo) são maiores que das usinas a montante, o que faz com que a queda da produtividade tenha um impacto maior sobre o volume gerado.

⁵ A cadeia de modelos computacionais – NEWAVE, DECOMP e DESSEM – prioriza a modelagem da variabilidade hidrológica, adotando uma otimização intertemporal (Programação Dinâmica Dual Estocástica) de agrupamentos de hidrelétricas em sistemas equivalentes com base em projeção das vazões afluentes obtidas a partir de modelos autorregressivos parametrizados (conhecidos como modelos PAR(p)) no modelo NEWAVE. Em seguida a produção hidrelétrica é decomposta entre as hidrelétricas com base em modelos individualizados para definir o planejamento semanal e horário nos modelos DECOMP e DESSEM, respectivamente.

Um fator adicional a ser considerado ao se decidir pelo esvaziamento de um reservatório versus outro é a topologia do reservatório. Deve-se priorizar o armazenamento nos reservatórios hidrelétricos que apresentam a relação cota-volume mais acentuada, isto é, em usinas nas quais a redução do volume requerido para produzir uma determinada quantidade de energia resulta em maior queda do nível do reservatório. Em outras palavras, é preferível reduzir o volume de reservatórios rasos a reduzir o volume de reservatórios profundos, pois nestes últimos observa-se uma queda de cota maior, o que tem um impacto maior sobre a sua produtividade.

Análises realizadas no projeto de P&D “Análise de portfólio de usinas de geração para atendimento da carga futura do Sistema Interligado Nacional – Matriz Robusta” (PD-07267-00120-2018), detalhadas no Anexo I, demonstram que o impacto do nível dos reservatórios sobre a produtividade hidrelétrica é relevante e precisa ser incorporado à política operativa para assegurar a otimização da operação hidrelétrica.

Historicamente este aspecto tem recebido pouca atenção na modelagem do sistema, o que tem reduzido a oferta de potência disponibilizada pelo parque gerador hidrelétrico, assim como a oferta total de energia com os recursos hidrelétricos disponíveis.

Outro aspecto que impede a otimização da operação hidrelétrica são as restrições impostas para atender a interesses de outros usos dos recursos hídricos (tais como a imposição de vazões defluentes mínimas e máximas e a definição de restrições sobre o nível de reservatórios hidrelétricos). É importante avaliar se os supostos benefícios atendidos por meio destas restrições superam os custos que elas impõem à sociedade na forma de perda de produtividade na produção de energia elétrica.

2.2.2 REPOTENCIAÇÃO E CAPACIDADE DE MODULAÇÃO HIDRELÉTRICA

O segundo aspecto que deve ser explorado para maximizar a oferta de potência do parque gerador hidrelétrico é a estrutura de incentivos proporcionada pela regulamentação para fomentar investimentos que maximizem a capacidade de modulação da geração hidrelétrica.

Estudo da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2019) indica os benefícios a serem obtidos com a repotenciação de hidrelétricas. Com base em simulações realizadas com os modelos NEWAVE e SUIISHI⁶ concluiu-se que a repotenciação de 51 hidrelétricas – que agregam uma capacidade de 49.973 MW e já operam há mais de 25 anos – proporcionaria:

- um ganho de energia média de 520 megawatts médios (MWm);
- redução do custo marginal de operação de 11%; e
- agregação de mais 11.000 MW de potência ao sistema, reduzindo o montante dos investimentos requeridos para atendimento das necessidades do sistema em 6%.

Além da restauração da eficiência das máquinas decorrentes da degradação – que é da ordem de 0,5% a 0,8% por década de operação – a repotenciação possibilita ganhos de produtividade por meio de:

- substituição dos conjuntos turbogeradores por equipamentos mais eficientes;
- obras civis visando à redução das perdas de carga no circuito hidráulico;
- obras de melhoria do escoamento do canal de fuga (o que tem o efeito de elevar a queda líquida);
- elevação da taxa de disponibilidade das unidades geradoras.

A repotenciação pode também incluir a ampliação da potência da usina, seja em função das especificações dos novos conjuntos de turbogeradores ou do incremento do número de unidades geradoras em usinas que dispõem de poços vagos disponíveis.

⁶ O SUIISHI é um modelo de simulação mensal da operação energética de sistemas hidrotérmicos interligados que considera as usinas de forma individualizada, incluindo suas restrições operativas locais decorrentes do uso múltiplo da água. É o modelo oficial utilizado para calcular a energia firme das hidrelétricas e definir o “período crítico” hidrológico.

Embora a repotenciação seja desejável da perspectiva sistêmica, a regulamentação atual não proporciona incentivos suficientes para induzir os empreendedores a realizar os investimentos necessários.

É fundamental que sejam aprimorados os mecanismos de mercado para remunerar os empreendimentos pelos ganhos de potência adicionados ao sistema e pelos serviços de reserva de potência operativa prestados por estas usinas.

No âmbito do programa de Modernização do Setor Elétrico promovido pelo Ministério de Minas e Energia, estudam-se formas para reconhecer estas outras dimensões do suprimento de energia, dentre as quais destaca-se a possibilidade de realização de leilões para a contratação de “lastro de potência” (ou “reserva de capacidade”). Este mecanismo de mercado tem o potencial de ensejar investimentos visando ao atendimento da demanda de potência de forma mais eficiente do que a do arranjo regulatório vigente.

Outra frente em discussão no âmbito da Modernização do Setor Elétrico é a implantação de mecanismos de mercado para a contratação de serviços ancilares. A demanda por reserva de potência operativa nos últimos anos vem crescendo em função da participação crescente de fontes não controláveis. Atualmente esta reserva corresponde a cerca de 10% da carga⁷.

Historicamente este requisito era atendido por hidrelétricas, mas nos últimos anos também se passou a requerer reserva de potência operativa de termelétricas, razão pela qual a regulamentação teve que ser atualizada para cobrir os custos operacionais das termelétricas⁸.

Idealmente, a prestação deste serviço deveria prover uma remuneração uniforme a todos os empreendedores, independentemente da fonte, levando em conta o custo marginal do sistema em cada momento, como se faz no mercado de energia.

A remuneração também deveria levar em conta o custo de oportunidade atrelado aos momentos em que o serviço é prestado, já que a alocação de capacidade para provisão de reserva de potência operativa reduz o potencial de comercialização de energia do empreendimento. Uma remuneração isonômica levando em conta o custo de oportunidade proporcionaria uma estrutura de incentivos mais apropriada para ensejar investimentos eficientes na provisão de capacidade para o atendimento deste requisito.

A proposta do Grupo de Trabalho de Modernização do Setor Elétrico de “criação de um mercado competitivo de serviços ancilares” vai ao encontro deste objetivo. Desde que haja participação suficiente para assegurar um ambiente concorrencial, um mecanismo de mercado que contratasse serviços ancilares com base em lances de oferta dos agentes é capaz de promover o atendimento deste requisito de forma eficiente.

⁷ A prestação de serviços de controle de frequência é regulamentada pela Resolução Normativa 697/2015. Os custos incorridos na prestação da reserva de potência operativa são ressarcidos por meio de Encargos de Serviços do Sistema (ESS).

⁸ Resolução Normativa 822/2018. No caso de termelétricas a remuneração equivale a até 130% do custo variável unitário (CVU) da usina, o que é um valor muito maior do que o pago às hidrelétricas pelo mesmo serviço. O resultado é um grande desincentivo à oferta desta fonte que tem o potencial de atender a este requisito por um custo muito inferior.

Recomendação 2

- Enviada como contribuição à Consulta Pública 95/2020 do MME (encerrada em 13/out/2020)

Em 2019, a EPE havia identificado que, em certos cenários, o risco de déficit de potência poderia ultrapassar o nível considerado seguro já a partir de 2024. Com a desaceleração da economia provocada pela covid-19 e a consequente redução da demanda elétrica, o risco de déficit de potência foi postergado para 2026.

Uma solução para o déficit de potência é o chamado “Leilão de Potência” que contrataria usinas dedicadas ao atendimento dos picos de potência pelo sistema. Um atributo essencial que deveria ser ofertado nestes leilões é a chamada “despachabilidade sob demanda”.

A própria EPE, no seu Plano Decenal de 2019, simulou duas alternativas de geração para suprimento de potência que atenderiam a este atributo: usinas termelétricas (Caso 4) e hidrelétricas (Caso 5).

No caso de termelétricas, cenários com a expansão ou redução do parque termelétrico indicam que estas usinas são eficazes na diminuição do risco de déficit de potência. Mas a EPE propôs avaliar outras tecnologias que poderiam cumprir o mesmo objetivo e também propôs a alternativa descrita no parágrafo abaixo.

No caso de hidrelétricas, a minimização do custo da solução seria implementada por modificações em hidrelétricas já existentes a fim de torná-las aptas a oferecer o “produto potência” via repotenciação das unidades geradoras em operação ou adição de novas unidades geradoras em hidrelétricas que possuem estrutura civil já construída.

No entanto, a eficácia da fonte hidrelétrica para agregação de potência ao sistema requererá ajustes regulatórios que permitam a adequada remuneração deste tipo de investimento, uma vez que o atributo atrelado à despachabilidade hidrelétrica não é atualmente valorizado.

A EPE poderia reforçar no PNE 2050 a conveniência de acelerar a modelagem técnica e regulatória do Leilão de Potência para que autoridades setoriais e empreendedores possam se preparar com a devida antecedência para esse certame.

2.3 RENOVAÇÃO E MODERNIZAÇÃO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO

O sistema de transmissão brasileiro vem passando por um envelhecimento técnico e econômico de parte de seus ativos ao longo dos anos.

A Figura 3 apresenta a evolução da participação no sistema de transmissão brasileiro de ativos cuja vida útil regulatória está superada. A possibilidade de o conjunto de ativos totalmente depreciados atingir, no curto prazo, patamares da ordem de 70% dos ativos imobilizados em serviço chama a atenção para a urgência de se discutir mecanismos para auxílio à renovação de equipamentos com desempenho inadequado (ou com elevado custo de operação e manutenção).

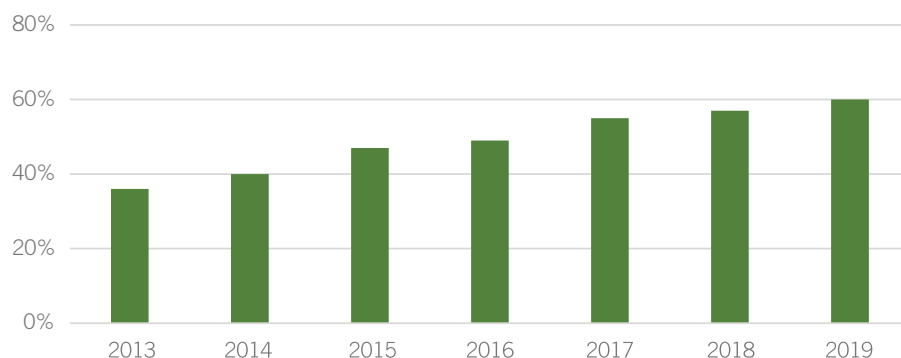


Figura 3 - Percentual de equipamentos que superaram a vida útil regulatória (ABRATE, 2019 *apud* Aneel, 2019)

Dada a alta participação de ativos em serviço por prazos superiores ao da “vida útil regulatória”, alguns defendem a revisão dos prazos de vida útil regulatória. De fato, uma maior aderência entre a “vida útil regulatória” e a “vida útil física” dos equipamentos, mantidos os bons índices de desempenho na prestação de serviço, resultaria em um uso mais otimizado dos ativos da rede.

A análise comparativa da vida útil de ativos elaborada pela Aneel (2019) utilizando o Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE) e o estudo realizado pelo Cigré (2000), o qual apresenta estatísticas de 13 países para a vida útil estimada de alguns ativos dos serviços de eletricidade, indica que, atualmente, os limites adotados na “vida útil regulatória” dos ativos pelo MCPSE é muito próximo dos “limites mínimos”, como pode ser observado na Tabela 1.

Tabela 1 - Comparação entre MCPSE e relatório Cigré

TIPO DE EQUIPAMENTO	MCPSE		CIGRÉ - ESTIMATIVA	
	VIDA ÚTIL (ANOS)	MÉDIA (ANOS)	FAIXA DE VALORES (ANOS)	VARIAÇÃO-PADRÃO (ANOS)
Torre	37	63	35 a 100	21
Condutor	37	54	40 a 80	14
Transformador de força	35	41	32 a 55	8
Disjuntor	33	40	30 a 50	6
Chave	30	42	30 a 50	8
Transformador de instrumento	30	39	30 a 50	7

Tal aderência aos limites inferiores do intervalo de durabilidade dos ativos efetivamente observados oferece maior segurança para o sistema. A questão é complexa e envolve outros fatores que devem ser considerados.

É importante destacar que a vida útil física dos ativos depende da forma como estes são demandados pelo sistema, ou seja, não está unicamente atrelada a fatores sob controle e responsabilidade das concessionárias.

Cabe também ressaltar que a substituição dos ativos não deve ser pautada apenas pela durabilidade dos equipamentos, mas também das necessidades do sistema. Em muitos casos é desejável a substituição de ativos mesmo em bom estado de funcionamento, não por causa do seu desgaste, mas devido à sua obsolescência. A reposição de ativos antes de sua plena depreciação física pode ser desejável quando os benefícios da modernização da rede proporcionam outras vantagens para o sistema.

Logo, a solução do problema vai além da mera definição apropriada do prazo da vida útil regulatória dos ativos.

É crucial que a regulamentação seja aprimorada de forma a incentivar as concessionárias de transmissão a realizar esses investimentos na medida em que eles se tornam necessários, algo que atualmente é dificultado pelo fato de todos reforços e melhorias precisarem ser previamente aprovados no planejamento centralizado, um processo lento e burocrático que envolve o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o Ministério de Minas e Energia (MME) e a Aneel. A postergação de reposições, de reforços e de melhorias da rede existente pode ter consequências tão graves quanto o atraso na ampliação da rede de transmissão.

No entanto, esse processo não pode ser aprimorado às custas do aumento significativo da percepção de risco de um setor tão estável e relevante. Eventuais etapas anteriores à emissão do ato autorizativo que podem vir a ser suprimidas devem ser devidamente tratadas após a entrada em operação dos investimentos, guardando relação com o modelo de revisão tarifária que vem sendo adotado no segmento.

O desafio passa pela necessidade de balancear a “possibilidade de ganhos provenientes da modernização do sistema” com os benefícios relativos ao “uso adequado da real capacidade de operação dos equipamentos com segurança e bom desempenho” (Figura 4).

Os grandes dilemas regulatórios da renovação dos ativos de transmissão

Em determinados cenários de operação,

a vida útil física dos equipamentos...



... se encerra antes ou supera o período de vida útil regulatória

Como equilibrar (*trade off*)

O impacto tarifário que a substituição massiva e simultânea dos equipamentos de transmissão depreciados pode ocasionar



O risco a que o sistema de transmissão está exposto caso os ativos permaneçam em operação de forma indiscriminada

Figura 4 - Dilemas regulatórios da renovação dos ativos de transmissão (Instituto Acende Brasil, 2020)

Promover a modernização gradual de determinados ativos do sistema de transmissão aumenta a segurança do sistema, reduzindo o risco de falhas e a permanência de tecnologias obsoletas na rede, além de contribuir para maiores níveis de disponibilidade.

Como a rede é composta por uma grande variedade de componentes, com o passar dos anos alguns equipamentos podem ter sua operação comprometida devido à indisponibilidade de peças de reposição ou mesmo pelas dificuldades para obter serviços de manutenção. Alguns exemplos podem ser citados, como:

- os casos envolvendo a degradação de componentes como papel isolante dos reatores e transformadores, em que não é possível regenerar e revitalizar o material; e
- o uso de disjuntores tecnologicamente antiquados.

A instalação de novos equipamentos e tecnologias do segmento de transmissão proporciona maior digitalização do sistema, criando alternativas de monitoramento, operação, manutenção e intervenção remota, com base na condição atual do equipamento.

Isso possibilita decisões mais assertivas sobre qual o momento mais adequado para realizar possíveis intervenções, uma vez que tais decisões devem levar em conta a vida útil física dos dispositivos, e não apenas a vida útil regulatória (depreciação econômica dos ativos).

As análises de vida útil de ativos operantes instalados entre as décadas de 60 e 80, por exemplo, não devem ser replicadas diretamente aos novos equipamentos sem que se observem aspectos como obsolescências tecnológica, funcional e/ou econômica, bem como critérios de utilização e operação que podem vir a estabelecer uma nova realidade para os novos ativos.

Recomendação 3

- Enviada como contribuição à Consulta Pública 95/2020 do MME (encerrada em 13/out/2020); e
- Acolhida na revisão final do PNE 2050 (divulgada em 16/dez/2020).

A EPE poderia apontar no PNE 2050 princípios norteadores para caminhos regulatórios que induzam os incentivos adequados de substituições que reconheçam o *trade-off* entre:

- (a) manter ativos cuja vida útil contábil já foi superada para observar critérios de modicidade tarifária, sem aumentar os custos ao consumidor; e
- (b) evitar a elevação dos riscos inerentes desta decisão para o sistema interligado.

Além disso, a renovação dos ativos tratada no PNE 2050 poderia ser acompanhada de:

- modernizações que proporcionariam maior digitalização da rede, criando alternativas de monitoramento, operação, manutenção e intervenção remota; e
- tecnologias que possibilitariam decisões mais assertivas sobre o momento para intervenções.

A recomendação acima foi acolhida na revisão final do PNE 2050 com o seguinte texto destacado em amarelo (página 19):

1. *Introduzir mecanismos que favoreçam a adequada gestão de ativos pelas empresas transmissoras*

Em relação ao envelhecimento do sistema de transmissão, deve-se introduzir mecanismos regulatórios que propiciem uma gestão mais racional dos ativos pelas empresas transmissoras, incentivando-se o uso mais efetivo do período de vida útil física de cada instalação, preservando-se o equilíbrio entre: i) manutenção de ativos cuja vida útil regulatória está superada, visando a modicidade tarifária; e ii) limitação de riscos associadas à confiabilidade e operação decorrentes da primeira decisão. Essa ação é importante para assegurar uma melhor distribuição temporal dos investimentos necessários no sistema, permitindo que as transmissoras tenham mais condições de implantar as obras associadas, além da preservação da qualidade e confiabilidade da operação da rede.

2.4 RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS E O PAPEL DAS DISTRIBUIDORAS COMO “DSOs” (*DISTRIBUTION SYSTEM OPERATORS*)

O conceito “Recursos Energéticos Distribuídos” (REDs) tem sido adotado para designar diferentes tecnologias de geração e armazenamento de eletricidade no âmbito das áreas de concessão de distribuidoras, normalmente junto às unidades consumidoras (EPE, 2018).

Em uma abordagem mais ampla, o conceito de REDs também tem sido usado para fazer referência a ações de eficiência energética e de resposta e gestão pelo lado da demanda (EPE, 2018). Na prática, constituem exemplos de REDs: geração distribuída (GD), cogeração e armazenamento de energia (incluindo veículos elétricos) (NERC, 2017).

A geração distribuída a partir de sistemas fotovoltaicos tem apresentado um rápido incremento de participação. Como observa-se na Figura 5, a partir de 2018 a inserção desta fonte cresceu rapidamente, evidenciado seu apelo, mas também expondo a dificuldade do regulador em acompanhar tal inserção.

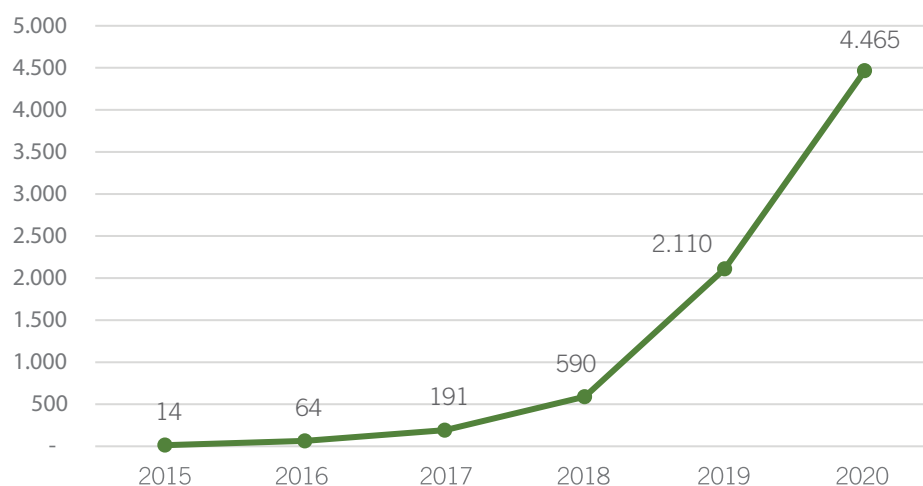


Figura 5 - Evolução da capacidade instalada em sistemas fotovoltaicos de Geração Distribuída (MW) no Brasil (Aneel, 2020)

Sob a atual regulação conhecida como “compensação de energia” oferecida para micro e minigeração distribuída, a inserção de GD resulta em remuneração insuficiente para cobrir os custos de distribuição, pois a compensação acarreta redução de receita das distribuidoras superior à queda de despesas incorridas no atendimento ao consumidor.

Como o montante cobrado dos consumidores de baixa tensão é baseado no seu consumo líquido de quilowatts-hora (tarifa monômnia e volumétrica), a adesão ao sistema de compensação resulta em redução não apenas do pagamento da parcela referente ao custo de aquisição de energia, mas também da parcela para remuneração do serviço de distribuição que o consumidor continua utilizando.

Além disso, a inserção de GD também torna mais complexa a operação do sistema de distribuição, com:

- a ampliação dos pontos de injeção de energia no sistema; e
- a alteração do padrão de fluxos de energia na rede e do padrão de consumo horossazonal de energia requerido do Sistema Interligado Nacional.

Embora a inserção de GD possa resultar em economias devido à postergação de investimentos na expansão das redes de transmissão e distribuição, a regulamentação vigente não proporciona uma sinalização de preços que induza os agentes a implementarem a GD nos pontos da rede que seriam mais bem aproveitados.

Aliás, dada a ausência de uma sinalização de preços mais adequada, o sistema de compensação de energia pode ter o efeito contrário, exigindo investimentos adicionais para suportar o novo padrão de injeções e retiradas de energia elétrica na rede de distribuição.

Some-se a esta realidade a dinâmica atual da Revisão Tarifária Periódica das distribuidoras, na qual os custos da rede acabam sendo repassados para uma base “menor” de consumidores, aumentando, assim a tarifa de fornecimento dos consumidores regulados, o que retroalimenta o incentivo à adesão ao sistema de compensação de energia ou para migração ao Ambiente de Contratação Livre.

Esse processo retroalimentativo tornaria, no limite, o modelo de negócios da distribuição de eletricidade financeiramente insustentável, em um fenômeno conhecido como “espiral da morte” (Kloppenburg e Boekelo, 2019; e Muaafa et al., 2017).

Além da Geração Distribuída, a nova demanda advinda de veículos elétricos e sistemas de armazenamento de energia (baterias) gerarão mudanças no padrão de consumo que resultarão em novos desafios e oportunidades que precisarão ser incorporados ao planejamento:

- (i) da expansão realizado pela EPE;
- (ii) da operação realizado pelo ONS; e
- (iii) da expansão e operação realizado pelas distribuidoras de eletricidade.

As atribuições de distribuidoras cujas áreas de concessão apresentam profusão de REDs extrapolam os serviços considerados “tradicionais” para o setor (e.g. planejamento, manutenção e gestão de redes, gestão de cortes de fornecimento, cobrança), e incluem serviços mais sofisticados, tais como gestão de pico de demanda por meio de REDs e gestão de congestionamento de rede.

Isto implica que as distribuidoras deixariam de ser caracterizadas apenas como Operadoras de Redes de Distribuição (*Distribution Network Operators* - DNOs) e passariam a assumir atribuições mais complexas atreladas ao conceito de Operadoras de Sistemas de Distribuição (*Distribution System Operators* - DSOs).

Recomendação 4

- Enviada como contribuição à Consulta Pública 95/2020 do MME (encerrada em 13/out/2020)

Uma regulação atrasada em relação às pressões tecnológicas, competitivas e comportamentais é o que temos observado na arena de Geração Distribuída (GD): apesar do crescimento exponencial da inserção de GD, ficou claro – ao longo de suas audiências públicas – que a Aneel não teve êxito na definição do fim dos subsídios que prejudicam os consumidores que não investem em GD, e acabou transferindo para o Congresso Nacional esta responsabilidade, protelando a solução e intensificando uma transferência de renda que há tempos não se justifica e que continua sem indícios de solução.

O atual vácuo regulatório que envolve os subsídios à Geração Distribuída precisa ser reconhecido e registrado em documentos como o PNE 2050, mesmo porque tal indefinição não pode se tornar regra, por mais intensas que sejam as pressões de grupos organizados, pois a tendência é de aumento de fricções trazidas pelo trio de pressões acima (tecnológicas, competitivas e comportamentais), que por sua vez exigirão uma postura mais resoluta e tempestiva do regulador.

A fim de diminuir o impacto negativo dos REDs sobre os modelos de negócio das distribuidoras – cuja saúde econômico-financeira é essencial para a sustentabilidade dos próprios REDs –, o PNE 2050 poderia abordar possíveis opções de mecanismos para o gradual deslocamento da atuação das distribuidoras de DNOs (*Distribution Network Operators* – Operadoras de Redes de Distribuição) para DSOs (*Distribution System Operators* – Operadoras de Sistemas de Distribuição).

2.5 SEGURANÇA CIBERNÉTICA

Com o avanço do uso de sistemas digitais na automação da rede elétrica, as infraestruturas estão cada vez mais interligadas e o aumento de acesso e de comunicação entre dispositivos posicionam os sistemas como alvos de *malware* e *hackers*, aumentando a vulnerabilidade a ataques e acessos às informações e operações de dispositivos do sistema.

O desenvolvimento de procedimentos para mitigar os riscos e a definição de parâmetros de compatibilidade a serem atendidos pelas empresas de energia elétrica contribui para a segurança cibernética. Assim, a adoção de certificações, melhores práticas e requisitos mínimos de segurança devem ser incentivadas.

No entanto, tais certificações não devem implicar transferência de responsabilidade. No cenário atual, é necessário estabelecer mecanismos para melhorar a articulação entre os representantes das infraestruturas críticas.

Assim, é necessário incentivar a construção de mecanismos regulatórios que – sempre tendo em mente a minimização de impactos tarifários – reduzam o risco e promovam maior proteção das infraestruturas críticas do setor elétrico contra ataques cibernéticos.

Além disso, a regulação deve levar em conta que investimentos para aumento dos padrões de segurança implicam custos que poderão impactar o equilíbrio econômico-financeiro das empresas.

Portanto, eventuais comandos prescritivos devem dispor de previsão de cobertura tarifária, com adoção de novos padrões anunciada com antecedência para possibilitar a sua implementação planejada e eficiente nos ritos regulatório-tarifários.

Uma vez reconhecida a importância da segurança cibernética no setor elétrico, é necessário melhorar o ambiente regulatório. As medidas regulatórias devem evitar a criação de processos burocráticos e novos custos atrelados a tais burocracias.

Assim, a regulamentação poderá ser discutida e implementada com base em “objetivos” e “fins”, evitando amarras e reconhecendo a necessidade de adaptações flexíveis pelos próprios agentes ao longo dos estágios iniciais que provavelmente serão marcados por intenso aprendizado que deve ser compartilhado.

Por ser tema de fronteira do conhecimento, a segurança cibernética exigirá novos tipos de profissionais e, portanto, será necessário o tratamento regulatório adequado para abordar a capacitação de pessoas em segurança cibernética, tanto nos seus aspectos tecnológicos quanto de gestão e governança.

Recomendação 5

- Enviada como contribuição à Consulta Pública 95/2020 do MME (encerrada em 13/out/2020); e
- Acolhida na revisão final do PNE 2050 (divulgada em 16/dez/2020).

Embora o potencial de mudança no setor elétrico decorrente da inserção de tecnologias digitais e a necessidade de acompanhamento dos impactos da digitalização no setor tenha sido abordado no Capítulo IV.7 do PNE 2050, o documento carece de uma visão mais profunda sobre segurança cibernética.

Este capítulo do PNE 2050 poderia conter uma visão mais profunda sobre segurança cibernética, dimensão tratada na Tomada de Subsídios 007/2020 da Aneel.

Assim, é necessário incentivar a construção de mecanismos regulatórios que – sempre tendo em mente a minimização de impactos tarifários – reduzam o risco e promovam maior proteção das infraestruturas críticas do setor elétrico contra ataques cibernéticos.

Além disso, a regulação deve levar em conta que investimentos para aumento dos padrões de segurança implicam custos que poderão impactar o equilíbrio econômico-financeiro das empresas.

A recomendação acima foi acolhida na revisão final do PNE 2050 com o seguinte texto destacado em amarelo (página 61, com inclusão do item 6 que não constava da versão em Consulta Pública):

6. *Desenvolver mecanismos regulatórios para desenvolvimento e inclusão de sistemas de proteção a ataques cibernéticos*

A construção de mecanismos regulatórios para o desenvolvimento de sistemas de proteção de infraestruturas críticas do setor elétrico contra ataques cibernéticos é necessária. Tais mecanismos deverão visar tanto a ampliação dos padrões de segurança da operação e manutenção de dados, quanto a preservação do equilíbrio econômico-financeiros das empresas e impacto tarifário para os consumidores.

3 CONCLUSÕES

Os exercícios desenvolvidos ao longo do PNE 2050 explicitaram a adoção de técnicas mais sofisticadas – e robustas – de planejamento estratégico ao reconhecer que “sabemos que não sabemos o que acontecerá”, mas que podemos desenhar cenários possíveis e nos preparar para esse leque de futuros.

Portanto, o PNE 2050 acertou ao se limitar a indicar direções para a qual a expansão do setor energético do país deve apontar, reconhecendo as incertezas do horizonte de tempo do planejamento.

Independentemente do tipo de matriz elétrica e energética que teremos no horizonte de 2050, algumas reflexões específicas foram propostas neste *White Paper*, e suas principais mensagens podem ser resumidas a seguir:

1. Mudanças climáticas e seus impactos sobre o setor elétrico

É preciso se precaver de possíveis alterações no regime hidrológico ocasionado por mudanças climáticas. Para isto é importante monitorar os dados pluviométricos e vazões hidrológicas para identificar possíveis alterações estruturais no seu padrão de ocorrência e conduzir o planejamento considerando, por exemplo, cenários hidrológicos alternativos que diferem do padrão histórico.

A maior incidência de eventos climáticos extremos pode impactar negativamente as operações de geração, transmissão e distribuição de eletricidade, e representar perdas econômicas relevantes para o sistema.

A aplicação de recursos de Pesquisa e Desenvolvimento regulados pela Aneel no desenvolvimento de modelos que auxiliam na antecipação de tais eventos e tecnologias que aumentem a resiliência das redes pode mitigar tais impactos negativos.

2. Atendimento da demanda de potência

O aumento da oferta de potência pode ser obtido por: (a) alterações na política operativa; ou (b) mudanças na estrutura de incentivos proporcionada pela regulamentação para fomentar investimentos que maximizem a capacidade de modulação da geração hidrelétrica.

A segunda alternativa poderia ser implementada via leilões de potência.

3. Renovação e modernização do sistema de transmissão

O desafio bilionário de uma rede com ativos altamente depreciados requer uma ponderação sobre o *trade-off* envolvido entre, de um lado, manter ativos cuja vida útil contábil já foi superada (priorizando a modicidade tarifária) e, de outro lado, evitar a elevação dos riscos da manutenção de ativos envelhecidos para a operação do sistema interligado.

A modernização das instaladas de transmissão cuja vida útil regulatória esteja expirada pode se beneficiar da adoção de tecnologias modernas que proporcionariam maior digitalização da rede, criando alternativas de monitoramento, otimização de operação e manutenção e intervenção remota.

4. Recursos Energéticos Distribuídos e Regulação da Geração Distribuída

O avanço dos Recursos Energéticos Distribuídos (tais como tecnologias de geração e armazenamento de eletricidade) representa um desafio ao planejamento setorial e à operação das distribuidoras.

Além disso, a atuação das empresas de distribuição de eletricidade, passa a ter características mais próximas de um Operador de Sistemas de Distribuição (DSO) do que um Operador de Redes de Distribuição (DNO).

A regulação setorial precisa caminhar na direção de reconhecer esta nova realidade, bem como os benefícios e riscos que representa para o sistema elétrico e para as empresas. Afinal, o atual vácuo regulatório que envolve os subsídios à Geração Distribuída precisa ser reconhecido e registrado em documentos como o PNE 2050, por mais intensas que sejam as pressões de grupos organizados.

5. Segurança cibernética

A crescente digitalização das redes elétricas garante melhor qualidade na gestão da operação e manutenção do sistema, mas representa um risco para a segurança das informações e até para a operação do sistema.

Por se tratar de uma nova realidade para o setor, observa-se um vácuo regulatório acerca do tema, e o PNE 2050 poderia ser um instrumento importante para abreviar esse vácuo.

REFERÊNCIAS

- ABRATE – Associação Brasileira das Empresas de Transmissão de Energia Elétrica, 2019 Contribuição para Consulta Pública nº 06/2019 – Nota Técnica nº 011/2019-SRT/SRM/SGT/SCT/SFE/SFF/ANEEL.
- Aneel – Agência Nacional de Energia Elétrica, 2019. Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 5/2019, pág. 17 (Anexo da Nota Técnica nº 59/2019-SRT/SRM/SGT/SFE/SFF/ANEEL. Processo nº 48500.000636/2019-65)
- Aneel – Agência Nacional de Energia Elétrica, 2020. Geração Distribuída. Disponível em https://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao/-/asset_publisher/mJhnKli7qcJG/content/registro-de-central-geradora-de-capacidade-reduzida/655808?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Foutorgas%2Fgeracao%3Fp_id%3D101_INSTANCE_mJhnKli7qcJG%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_pos%3D1%26p_p_col_count%3D2 Acesso em 08 jan 2021
- AON, 2020. Weather, Climate & Catastrophe Insight - 2019 Annual Report. [s.l.: s.n.].
- Cigré, 2000. Working Group 37-27 Ageing of the system. Impact on planning. Paris.
- EPE – Empresa de Pesquisa Energética, 2019. Repotenciação e Modernização de Usinas Hidrelétricas (Nota Técnica EPE-DEE-088/2019-r0). Rio de Janeiro.
- _____, Empresa de Pesquisa Energética, 2018. Distributed Energy Resources: Impacts on Energy Planning Studies (No. EPE-DEA-NT-016/2018-r0). Rio de Janeiro.
- Instituto Acende Brasil, 2020. Vida Útil de Ativos de Transmissão. Webinar Sistemas de Transmissão: aspectos regulatórios associados à revitalização do parque instalado. 27 de agosto de 2020.
- Kloppenburg, S., Boekelo, M., 2019. Digital platforms and the future of energy provisioning: Promises and perils for the next phase of the energy transition. Energy Res. Soc. Sci. 49, 68–73. doi:10.1016/j.erss.2018.10.016
- Lima, J.; W. Colischonn e J. Morengo (org.) (2014). Efeitos das Mudanças Climáticas na Geração de Energia Elétrica. São Paulo: AES Tietê.
- MME, Ministério de Minas e Energia, vários anos. Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro – Dezembro/2009 a Dezembro 2020. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/energia-eletrica/publicacoes/boletim-de-monitoramento-do-sistema-eletrico>
- Muaafa, M., Adjali, I., Bean, P., Fuentes, R., Kimbrough, S.O., Murphy, F.H., 2017. Can adoption of rooftop solar panels trigger a utility death spiral? A tale of two U.S. cities. Energy Res. Soc. Sci. 34, 154–162. doi:10.1016/j.erss.2017.06.041
- NERC – North American Electric Reliability Corporation, 2017. Distributed Energy Resources - Connection Modeling and Reliability Considerations. Atlanta, GA.
- Venidera, 2020 – Resultados da otimização do ODIN-M – cenário 1932.

ANEXO I

Estudos minuciosos da operação demonstram que a política operativa vigente resulta em um armazenamento ineficiente de água nos diversos reservatórios hidrelétricos.

O exame da função de produção hidrelétrica permite entender a fonte desta ineficiência:

$$P_i = \gamma \cdot g \cdot \eta_i \cdot h_i \cdot q_i$$

em que:

p_i \equiv a potência gerada (MW);

γ \equiv a densidade da água (kg/m³);

g \equiv a aceleração da gravidade (9,8 m/s²);

η_i \equiv o rendimento global do conjunto turbina-gerador;

h_i \equiv a queda líquida d'água (m); e

q_i \equiv a vazão volumétrica turbinada (m³/s).

Os parâmetros γ , g e η_i são valores fixos que conjuntamente são referidos como **produtividade específica** da usina. A variável sob controle do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é a vazão turbinada, q_i , enquanto a queda líquida, h_i , é função da vazão afluyente natural e das decisões de despacho definidas pelo ONS, sendo a cota a montante determinada pelo volume armazenado no reservatório da usina e a cota jusante determinada pela vazão defluyente da usina (seja por turbinagem ou vertimento). A produtividade hidrelétrica é alterada pela variação da queda líquida.

Um modelo de simulação e otimização desenvolvido no âmbito do projeto de pesquisa e desenvolvimento da Aneel – intitulado **“Análise de portfólio de usinas de geração para atendimento da carga futura do Sistema Interligado Nacional – Matriz Robusta” (PD-07267-00120-2018)**⁹ – indica que é possível ampliar significativamente a produção hidrelétrica com o aperfeiçoamento da gestão dos reservatórios hidrelétricos, viabilizando uma redução do custo de operação e uma redução do risco de déficit.

Considere-se, por exemplo, a configuração definida pelas hidrelétricas com reservatórios de regularização na Bacia do Rio Grande, apresentada na Figura 6 (as hidrelétricas a fio d'água são suprimidas do diagrama).



Figura 6 - Diagrama esquemático das hidrelétricas com reservatórios de regularização da Bacia do Grande

Fonte: Elaboração Própria.

⁹ Projeto desenvolvido com recursos da empresa EDP, coordenado pelo Instituto Acende Brasil. A etapa do projeto a que se refere esta seção foi executada pela empresa Venidera.

Na Figura 7 mostra-se o comportamento dos reservatórios na operação otimizada considerando o cenário hidrológico equivalente ao observado a partir de 1932 com a configuração do *deck* do Plano Decenal de Energia de 2029 com o volume inicial dos reservatórios igual ao observado em maio de 2019 e com a restrição de chegarem 100% cheios em abril de 2029. No início da série verifica-se grande deplecionamento dos reservatórios devido à ocorrência de hidrologias muito adversas, mas nos anos seguintes a situação se regulariza e passa a apresentar um padrão de variação mais uniforme.

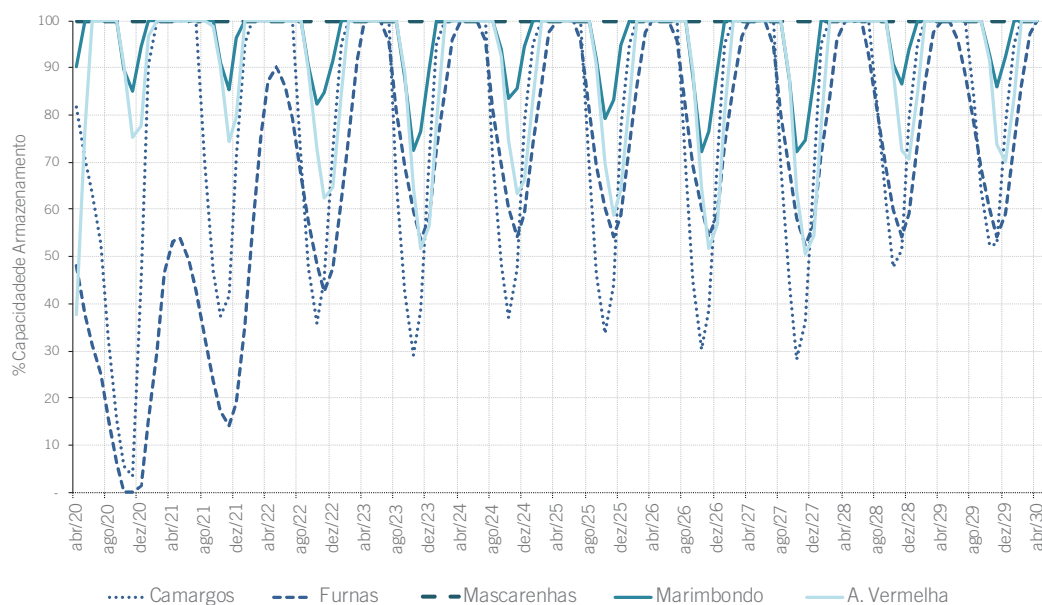


Figura 7 - Nível dos reservatórios hidrelétricos da Bacia do Grande na operação otimizada – cenário hidrológico de 1932 (Venidera, 2020)

Observa-se que a regularização das vazões é realizada primordialmente pelas usinas a montante (Camargos e Furnas), com as usinas a jusante apresentando variações muito menores. Embora Furnas esteja a jusante de Camargos, mais de 85% de sua vazão afluente é composta de **vazões incrementais**,¹⁰ o que explica porque este reservatório varia tanto ou mais que o da usina de Camargos, localizada a montante.

Nas demais usinas, a variação do nível do reservatório é muito menor, sendo basicamente proporcional às vazões incrementais. No caso da usina de Mascarenhas de Moraes, por exemplo, 90% da sua vazão afluente já chega regularizada por usinas a jusante e, portanto, a usina acaba sendo operada como uma usina a fio d'água (sempre com o reservatório cheio), apesar de seu reservatório dispor de ampla capacidade de regularização.

Os comportamentos dos reservatórios de Marimbondo e Água Vermelha apresentam um caso interessante. Água Vermelha fica a jusante de Marimbondo, e a sua vazão incremental é de apenas 12% (semelhante à de Mascarenhas de Moraes). No entanto, a amplitude das variações do nível do reservatório de Água Vermelha na operação otimizada é maior do que a de Marimbondo.

A explicação para este comportamento se deve à topologia dos dois reservatórios, como pode ser constatado na Figura 8, que apresenta a relação cota-volume dos respectivos reservatórios. O gráfico à esquerda apresenta os valores absolutos, enquanto o gráfico à direita apresenta a relação entre o nível de deplecionamento do reservatório (nível em relação à cota máxima do reservatório) e o volume útil armazenado (considerando os volumes máximo e mínimo do reservatório).

¹⁰ A vazão incremental é a vazão natural que chega à usina e que não passa por reservatório de regularização a montante.

O reservatório de Marimbondo apresenta uma relação cota-volume mais acentuada, o que torna a regularização na usina de Água Vermelha mais vantajosa da perspectiva sistêmica.

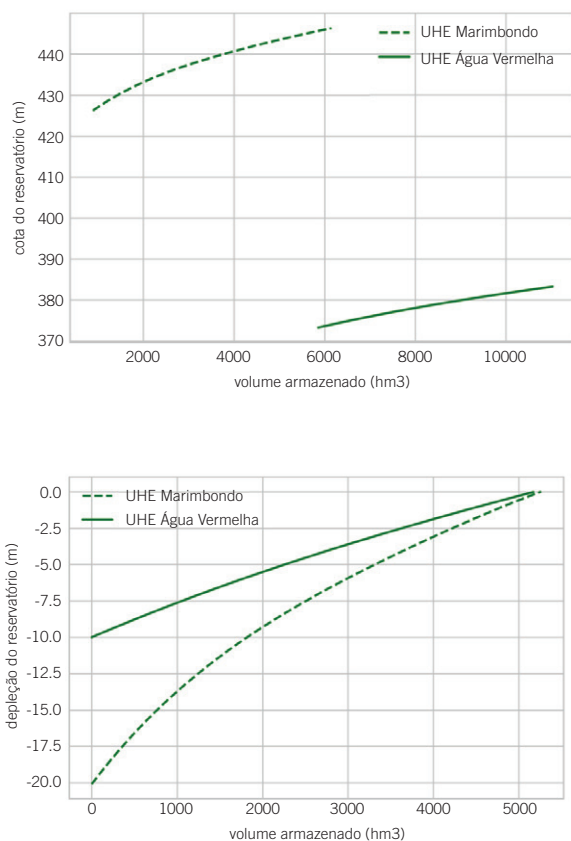


Figura 8 - Relação cota-volume dos reservatórios das hidrelétricas

Fonte: Elaboração Própria.

A comparação entre a operação indicada pelos modelos oficiais NEWAVE/SUISHI e a indicada pelo modelo ODIN-M (desenvolvido no âmbito do referido projeto de P&D) revela que um ganho de geração hidrelétrica superior a 5% seria possível considerando-se a produtividade das hidrelétricas em função do nível dos seus respectivos reservatórios no processo de otimização¹¹.

¹¹ Estas simulações foram realizadas com o deck de dados de entrada empregados para a definição da Garantia Física dos empreendimentos participantes do Leilão A-6 de 2018, com atendimento da carga em um horizonte de 15 anos em 12 cenários hidrológicos.

COMO REFERENCIAR ESTE TRABALHO:

Instituto Acende Brasil (2021). *O Plano Nacional de Energia 2050, cenários e sinais de longo prazo. White Paper 25*, São Paulo, 24 p.

Presidente: **Claudio J. D. Sales**
Diretor Executivo: **Eduardo Müller Monteiro**
Diretor para Assuntos Socioambientais e Sustentabilidade: **Alexandre Uhlig**
Diretor de Assuntos Econômicos e Regulatórios: **Richard Lee Hochstetler**
Pesquisa e Desenvolvimento: **Patricia Guardabassi**
Pesquisa e Desenvolvimento: **Felipe Sgarbi**
Comunicação: **Melissa Oliveira**
Engenheiro: **Joaci Lima Oliveira**
Engenheiro: **João Cho**
Economista: **Fabrizio Lóes**
Assuntos Administrativos: **Eliana Marcon**
Secretária: **Mônica Oliveira**

O Instituto Acende Brasil é um Centro de Estudos que desenvolve ações e projetos para aumentar o grau de Transparência e Sustentabilidade do Setor Elétrico Brasileiro. Para alcançar este objetivo, adotamos a abordagem de Observatório do Setor Elétrico Brasileiro. Atuar como um Observatório significa pensar e analisar o setor com lentes de longo prazo, buscando oferecer à sociedade um olhar que identifique os principais vetores e pressões econômicas, políticas e institucionais que moldam as seguintes dimensões do Setor Elétrico Brasileiro:



ENDEREÇO

Rua Joaquim Floriano, 466
Ed. Corporate • Conj. 501 • Itaim Bibi
CEP 04534-004 • São Paulo • SP
Telefone: +55 (11) 3704-7733

www.acendebrasil.com.br