Ministério de Minas e Energia (MME)
Consulta Pública nº 95 de 2020

Contribuição Norsk Hydro para o aprimoramento do Plano Nacional de Energia 2050 – PNE 2050

Sobre a Norsk Hydro Brasil

A Hydro é uma empresa global de alumínio totalmente integrada ao longo da cadeia de valor. A empresa tem 35.000 funcionários envolvidos em atividades em mais de 40 países.

No Brasil, a empresa possui a mina de bauxita em Paragominas-PA, a maior refinaria de alumina do mundo, a Hydro Alunorte, localizada em Barcarena-PA e a maior parte da Albras, também localizada em Barcarena-PA. A Hydro também detém 5% das ações da maior produtora de bauxita do Brasil, a Mineração Rio do Norte - MRN, localizada em Porto Trombetas-PA.

As operações no Pará representam juntas um consumo de cerca de 1 GWmed, com cerca de 50 MWmed na mina de bauxita de Paragominas, cerca de 150 MWmed na refinaria de alumina Alunorte e 800 MWmed na fundição de alumínio da Albras.

As operações de *downstream* incluem plantas de soluções de extrudados em Santa Catarina e São Paulo. Eles respondem por um consumo de cerca de 10 MWmed.

A Hydro também opera na comercialização de energia no Mercado Livre através da Hydro Energia, uma comercializadora sediada em Belém do Pará atuante em todo território nacional.

Para mais informações sobre a Norsk Hydro no Brasil, consulte https://www.hydro.com/pt-BR/.

Considerações iniciais sobre o PNE 2050: a perspectiva de um consumidor industrial

Em primeiro lugar, a Hydro parabeniza o resultado do PNE 2050 que diferente do PNE 2030, foca em discussões de questões estratégicas para os diferentes setores energéticos no Brasil. Ao estabelecer as 11 “questões de relevância para o desenho da estratégia de longo prazo”, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) reconhece que mais importante que projetar o futuro, é discutir os temas

estratégicos de forma a subsidiar os tomadores de decisão sobre os desafios e as oportunidades de cada tema.

Desta forma, o PNE 2050 sai do campo de projeções discricionárias de "futuros incertos" para de fato subsidiar os diferentes stakeholders com ferramentas e recomendações para tomada de decisão. Por outro lado, o PNE 2050 não despreza simulações de cenários, estabelecendo 64 simulações em seu anexo. Assim, o PNE 2050 é um instrumento robusto para a formulação de política energética.

O estudo identifica uma ampla abundância de fontes de energia de renovável que supera enormemente a necessidade energética do país no período de análise. O desafio do Brasil é saber como administrar a abundância para transformá-la em vantagem competitiva de forma a alavancar crescimento econômico e justiça social.

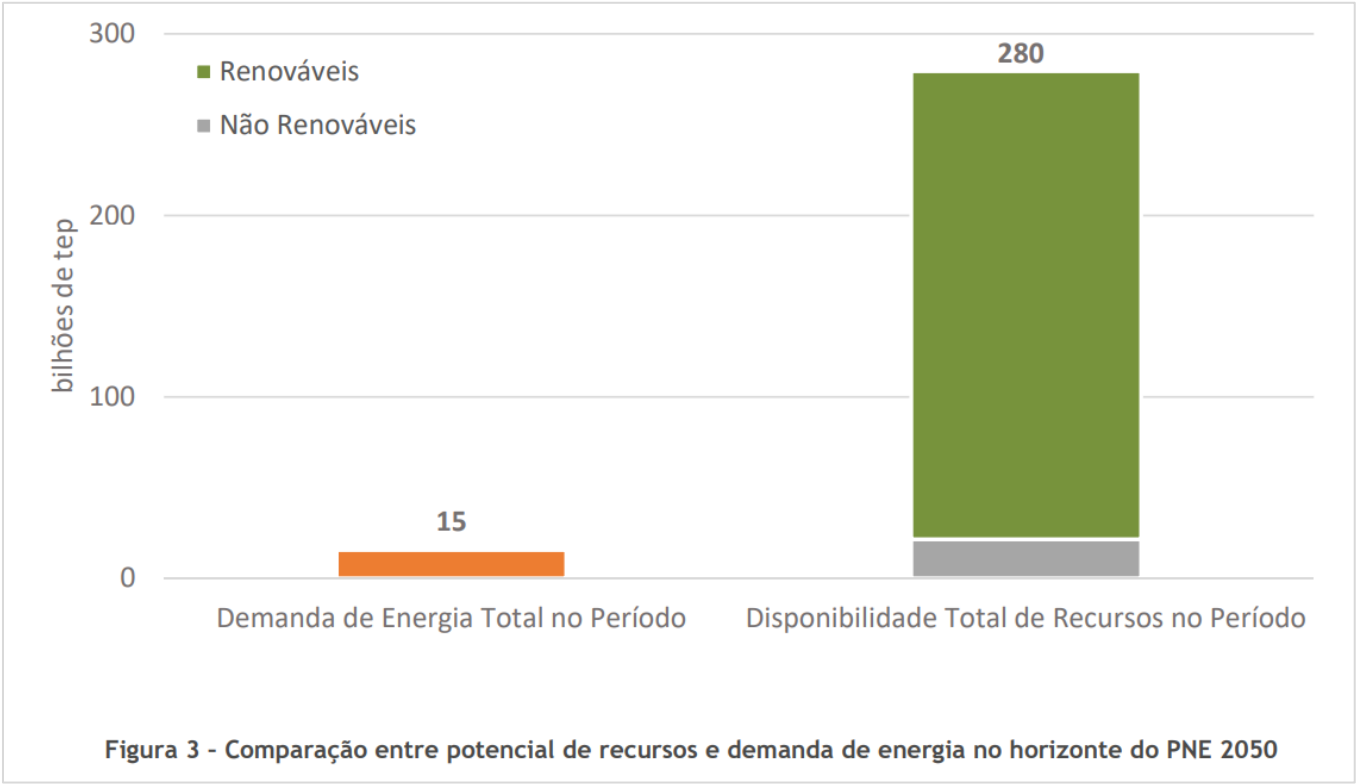


Figura 1 - Recorte da Figura 3 do PNE 2050, evidenciando a abundância de recursos energéticos no Brasil

A abundância destacada na Figura 1 se reflete diretamente na competitividade de renováveis. Fontes renováveis tornaram-se muito competitivas na última década. A fonte eólica, em especial, tem capitaneado a expansão, apresentando preços muito competitivos nos leilões (com uma média menor de R$ 100/MWh nos últimos 5 leilões de energia nova - LEN).



Figura 2 - Evidência que a energia eólica é muito competitiva no Brasil

Para transformar os recursos renováveis em prosperidade socioeconômica, é crucial definir lógica econômica na cadeia de valor, garantindo que a abundância de oferta se reflita em menores custos de energia para os consumidores finais. Desta forma, criaríamos uma vantagem competitiva clara – energia “limpa” e “barata”.

Hoje, apesar da abundância de recursos energéticos, o Brasil apresenta uma energia pouco competitiva. Para fins ilustrativos, se olharmos um comparativo internacional das tarifas finais de eletricidade, observamos que as tarifas brasileiras são “caras” (Figura 3)

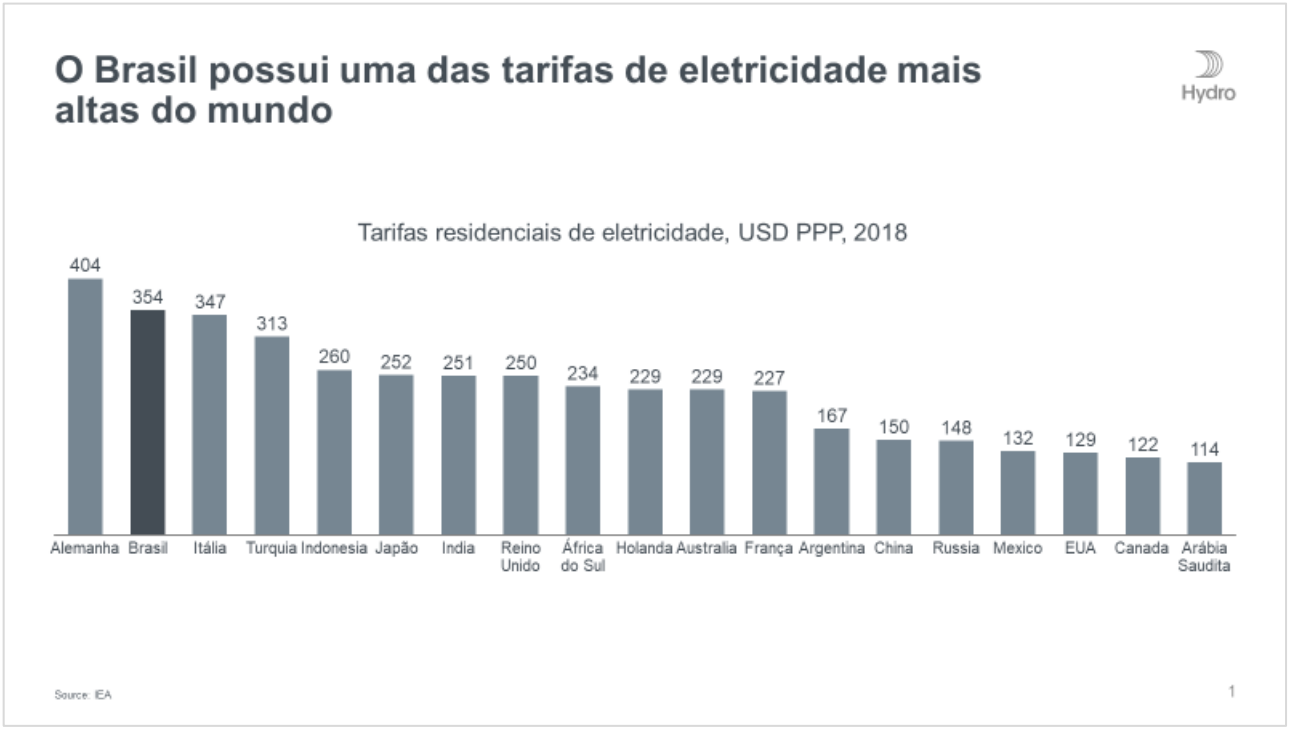


Figura 3 - Comparação de tarifas residenciais de eletricidade (Fonte: IEA, 2018)

Na indústria, as tarifas altas se refletem em custos elevados que são particularmente danosos para setores energo-intensivos. Olhando dados de tarifa para o setor industrial consolidados pela ANEEL nos Relatórios de Consumo e Receita de Distribuição[1], verifica-se que as tarifas para o segmento industrial cresceram cerca de 30% desde 2015 e mais que dobraram desde 2010. Estes aumentos são muito maiores que a inflação (IPCA) do período.

O resultado é que o custo real de energia para indústria aumentou significativamente, punindo a competitividade das indústrias que usam insumos energéticos de maneira intensiva. O Indicador de Custos Industriais (ICI) da CNI[2] segmentado para custos de energia aponta um crescimento vertiginoso dos custos energéticos nos últimos anos.

[1] Link: https://www.aneel.gov.br/relatorios-de-consumo-e-receita

[2] De acordo com a CNI, o *"Indicador de Custos Industriais (ICI) foi desenvolvido pela CNI com o objetivo de conhecer a evolução dos custos e seu impacto sobre a competitividade da indústria brasileira. Calculado trimestralmente, o ICI permite um acompanhamento conjuntural dos custos, essencial para a construção e avaliação de políticas e ações em prol da competitividade. O indicador passou a ser divulgado em janeiro de 2013, mas a série histórica se inicia em 2006*"

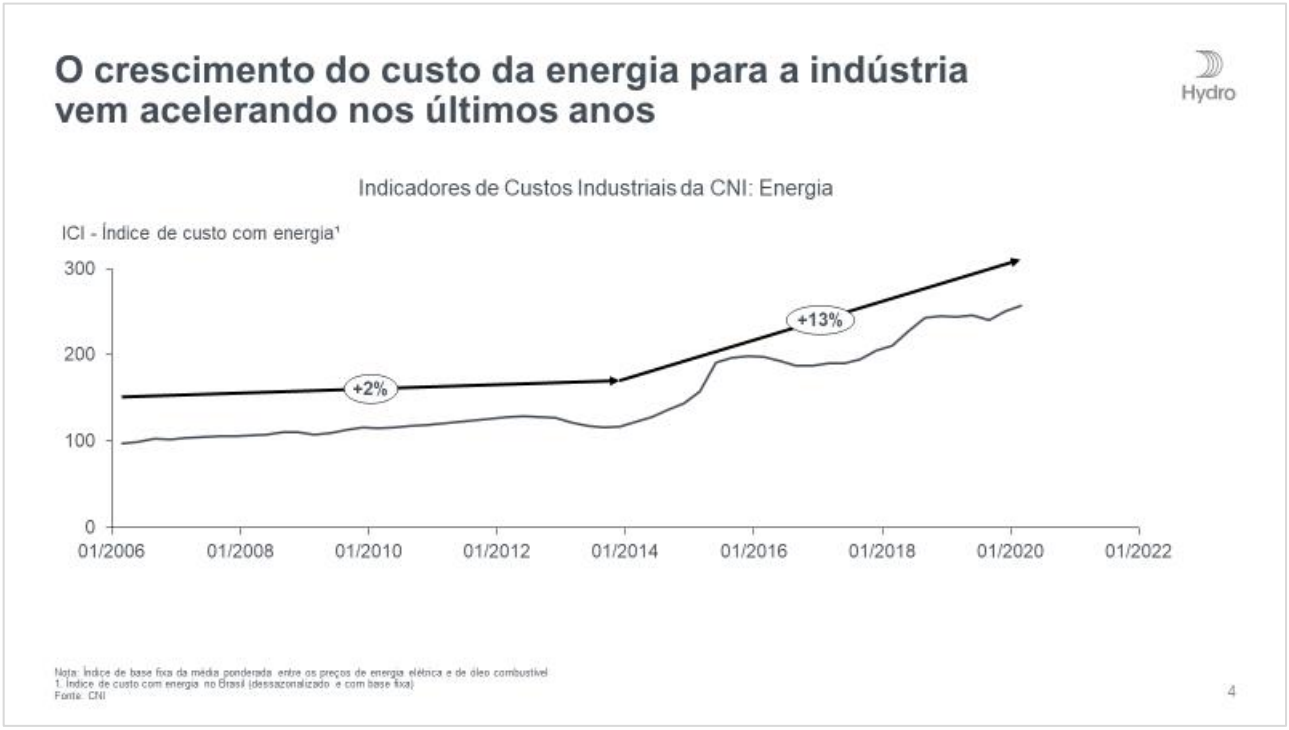


Figura 4 - Evidência de aumento de custos de energia para indústrias

A Hydro é produtora global de alumínio e no Brasil, está integrada em toda cadeia *upstream* do alumínio, isto é, da mineração de bauxita ao alumínio primário[3]. Nesta parte da cadeia de valor, energia elétrica representa, em média, cerca de 35% dos custos[4]. Portanto, o custo de suprimento de eletricidade impacta diretamente na competitividade da Hydro no Brasil.

Cabe lembrar também que o alumínio primário (assim como seus insumos, a bauxita e a alumina) são commodities precificadas internacionalmente. Logo, produtores de alumínio primário são incapazes de repassar custos locais para o preço final da commodity. Os produtores que se mantêm no mercado no longo prazo são aqueles que operam com custos inferiores aos preços praticados no mercado.

Os custos regulados são os principais motivos de preocupação no espectro dos custos de suprimento de energia. Isto acontece por duas razões. Primeiro, os consumidores não têm ingerência direta sobre estes custos. Ao contrário da contratação de eletricidade em si, na qual os consumidores podem formular estratégias de contratação e tomar suas próprias decisões, os custos de encargos setoriais e aqueles relacionados à transmissão e distribuição são apenas incorporados passivamente.

Em segundo lugar, os custos regulados no Brasil representam boa parte das tarifas dos consumidores e, em vários casos, têm apresentado um aumento relevante, alcançando de 30% a 50% dos custos nas

[3] A Hydro também no Brasil está representada no Brasil por 3 plantas de extrudados além da comercializadora de energia Hydro Energia.
[4] Os custos totais de energia representam cerca de 50% dos custos operacionais. Eletricidade representa cerca de 35%.

tarifas médias de eletricidade. Para consumidores industriais, estes são custos dos quais eles não podem se "defender".

Racionalizar os custos regulatórios para os consumidores, aplicando efetivamente o conceito de modicidade tarifária, deve ser a principal missão do regulador e do planejador. Redução dos custos de energia para os consumidores finais tem impacto direto no aumento da competitividade industrial do país, o que poderia gerar renda para o país e eventualmente novos investimentos. Em resumo, os custos regulatórios devem ser limitados estritamente aos custos relevantes ao setor elétrico, considerando a competitividade dos consumidores industriais.

Além disso, a redução dos custos de energia representa uma oportunidade relevante de eletrificação através de fontes renováveis em diversos processos ou aplicações industriais. Enquanto a geração distribuída já permite que consumidores menores, aumentem seu consumo de energia ao mesmo tempo que reduzam seus custos, no caso de consumidores industriais, a escala coloca desafios para a eletrificação.

O papel da tecnologia para alavancar o setor elétrico brasileiro

Tecnologias disruptivas combinadas com o amplo processo de digitalização das atividades econômicas tem ditado transformações em praticamente todas as indústrias. No setor elétrico, o mercado escolheu tecnologias renováveis e *redes inteligentes* (incluindo soluções de IoT para responder e se adaptar de forma inteligente às mudanças na rede) como as forças transformadoras.

No PNE 2050, a discussão sobre aplicação destas tecnologias está principalmente relacionada aos temas próximos da geração. Sem prejuízo a estas aplicações, a Hydro gostaria de contribuir no sentido de destacar a importância de aplicações tecnológicas próximas ao consumo.

Resposta da demanda: alternativa econômica para a geração

Apesar da discussão está presente no PNE 2050, gostaríamos nos aprofundar no tema, destacando elementos regulatórios importantes. A Hydro tem participado ativamente nas discussões sobre resposta da demanda no Brasil. Nós estamos comprometidos em apoiar a implementação de um esquema funcional de resposta da demanda no Brasil.

A economia resultante da resposta da demanda é tipicamente associada à redução da demanda de pico, o que, por sua vez, reduz a necessidade de construir novas usinas e novas linhas de transmissão, além de reduzir as emissões. O *think tank* norte americano EIA publicou em março de 2019 um relatório sobre as economias resultantes de esquemas de resposta da demanda nos EUA.

Por exemplo, no sistema de energia ERCOT (Texas), que tem uma demanda de pico semelhante à do Brasil (~ 73 GW), os esquemas de resposta da demanda implementados resultaram em uma redução de 3,7% na demanda de pico de 2017, equivalente a uma usina com uma capacidade instalada de 2.700 MW.

Além do ERCOT, outros esquemas de resposta da demanda tiveram sucesso nos principais sistemas elétricos dos EUA. O esquema abaixo mostra graficamente os resultados para 2017. Eles variam de cerca de 0,5% a 3,7% de redução da demanda de pico.

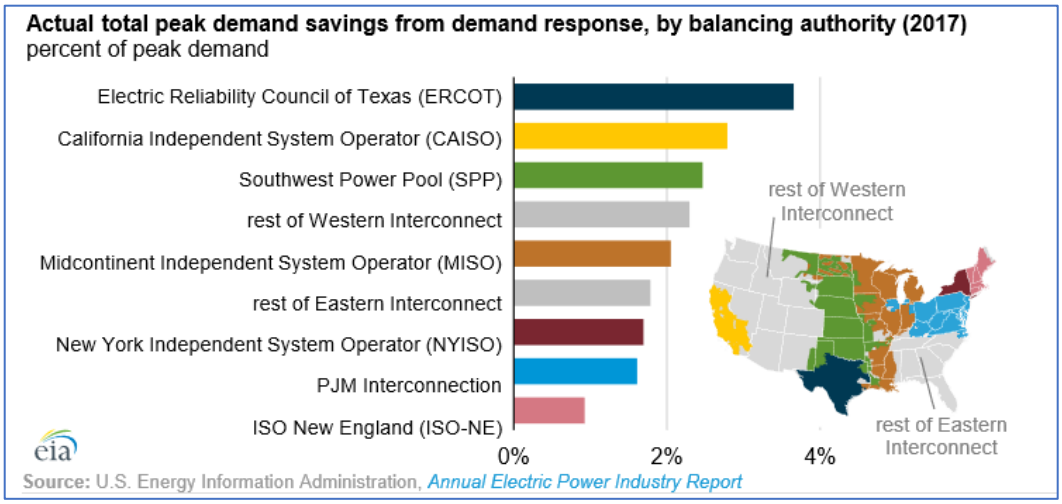


Figura 5 - Economia real total de demanda de pico a partir de resposta da demanda (2017). Dados representado como porcentagens da demanda de pico (%). Fonte: EIA

As vantagens operacionais trazem benefícios que vão além da flexibilidade. A resposta da demanda também traz robustez. Com a resposta da demanda, o operador pode reduzir ou evitar o impacto de grandes interrupções (blackouts) nos sistemas de energia, respondendo a quedas rápidas na frequência do sistema ou outros eventos. Inclusive, o Brasil implementou resposta da demanda em seu sistema Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC).

Além disso, a resposta da demanda traz a oportunidade para o operador criar um portfólio de alternativas para equilibrar a operação. Ao criar uma variedade de produtos, a resposta da demanda cria flexibilidade, permitindo que o operador desenvolva robustez na operação em um patamar de custos menor.

Assim, é fundamental adaptar o esquema às características operacionais de cada agente. Nesse caso, o regulador precisa considerar o que cada tipo de agente pode oferecer ao sistema.

As fundições de alumínio (*smelters*), por exemplo, são potencialmente eficazes para compensar a volatilidade curta intradiária das energias renováveis. Estas plantas representam uma oportunidade de oferecer uma carga volumosa e constante para resposta da demanda. Porém, é crucial limitar o tempo

de inatividade em 2 a 3 horas com o risco de danificar os equipamentos, em alguns casos, permanentemente. Inclusive, este risco deve ser calculado na formulação do produto. Além disso, deve ser considerado um “tempo de descanso” após uma ativação para a retomada gradual das operações.

Outros agentes podem oferecer produtos de duração mais longa, no entanto, esses produtos podem variar em tamanho. Caldeiras industriais, por exemplo, podem ser muito flexíveis quando usam mais de um combustível, mas o nível de carga a ser oferecido poderia flutuar naturalmente de acordo com os planos de operação.

Finalmente, para gerenciar essa variedade de produtos, é importante garantir a existência de uma plataforma digital para o despacho. Esta deve ser uma plataforma on-line em que tanto o operador quanto os agentes possam acessar, monitorar e principalmente gerenciar os produtos / despachos.

Em resumo, para um mecanismo de resposta a demanda seja implantado de maneira efetiva, enxergamos como necessário o seguinte:

1. Definir um cardápio de baseline que seja condizente com as diferentes realidades dos consumidores participantes
2. Garantir uma remuneração adequada que reflita os custos dos consumidores e também apresente incentivos para que consumidores proponham ativamente produtos de resposta da demanda
3. Garantir a existência de um portfólio de produtos amplo
4. Garantir que as ferramentas tecnológicas estejam de fato implantadas (digitalização)

Baterias: ferramenta para dar flexibilidade ao sistema

Com a crescente participação de renováveis na matriz energética e o papel mais ativo dos consumidores, as baterias se tornam ferramentas fundamentais para prover flexibilidade. No Brasil, a discussão tem sido direcionada sobre a aplicação de baterias para administrar a flexibilidade das renováveis, principalmente, a intermitência da fonte eólica no Nordeste.

Desta forma, destacamos conclusões de uma análise da Hydro para o mercado europeu, onde a introdução de fontes renováveis tem sido substancial nas últimas décadas. À medida que as fontes intermitentes conquistam participação no mercado, a necessidade de oferta flexível também aumenta.

Nossa análise mostrou que as baterias conectadas à rede aumentarão substancialmente nos próximos anos. Previmos que a maior parte da receita de bateria e sistemas de armazenamento será baseada em serviços sistêmicos de curto prazo (dentro de segundos ou minutos) com base em mecanismos de mercado.

Através de simulações quantitativas, considerando estimativas atualizadas dos custos, concluímos que as baterias podem em breve ser lucrativas simplesmente por serem carregadas quando os preços estão baixos e devolvidas ao mercado quando os preços estão altos.

Este seria um primeiro fluxo de receita confiável e previsível para baterias. Embora uma análise europeia possa não ser totalmente transferível para o Brasil, a tendência é que aos poucos o mercado nacional insira baterias de maneira similar, isto é, para arbitragem e gestão da flexibilidade ao longo de toda cadeia do setor elétrico.

Digitalização: importância crescente da segurança cibernética para dados e instalações essenciais

Diversas organizações estão hoje experimentando uma transformação digital. A digitalização se tornou um imperativo e, no setor elétrico, é o que vai permitir ou potencializar as tecnologias aqui discutidas (em especial, resposta da demanda e baterias). Ademais, ferramentas digitais permitem o surgimento de desenhos de mercado mais sofisticados.

Porém, a digitalização também coloca desafios para a segurança cibernética, tema crucial para a proteção de infraestruturas essenciais, dados e serviços de rede. Em 2019, a Hydro foi vítima de um ataque cibernético com um *ransomware*[5]. O ataque impôs severas restrições operacionais para o grupo globalmente, mas também trouxe uma série de aprendizados sobre segurança cibernética.

A segurança cibernética robusta será o que irá permitir a digitalização do setor elétrico, garantindo que de fato inovações sejam incorporadas rapidamente nos diferentes elos da cadeia elétrica.

Recentemente, a Hydro contribuiu na Tomada de Subsídios ANEEL 07/2020 sobre a regulação para a segurança cibernética no setor elétrico. Na ocasião, a Hydro destacou sua experiência internacional e os aprendizados com o ataque de 2019, destacando a experiência norueguesa como *benchmarking*[6]:

> *Nossa experiência mostra que a regulação norueguesa para segurança cibernética evoluiu para um framework baseado em temas funcionais (de acordo com as necessidades do setor elétrico). Dessa forma, a regulação é clara ao dar responsabilidade aos diferentes agentes de acordo com o papel que eles cumprem no setor.*

---

[5] Um tipo de *malware* que impede usuários de uma rede de acessar sistemas, dados e informações, exigindo pagamento de um resgate para a devolução do acesso.

[6] A Hydro opera mais de 20 hidrelétricas na Noruega, fornecendo anualmente cerca de 10 TWh de energia limpa e renovável para as suas plantas de alumínio primário. Recentemente, a Hydro assinou um PPA de 25 anos para ser o único offtaker do parque eólico norueguês de Tonstad, um complexo de 208 MW. Nesse empreendimento, a Hydro também desempenha o papel de efetuar o "balanço" e fazer o "registro" para toda a produção da planta durante a duração do PPA. Ademais, a Hydro opera como comercializadra no NordPool, suprindo clientes externos e atuando no mercado de curto prazo (spot).

Durante um ataque cibernético, os sistemas de TI e de controle industrial (ICS) são tipicamente separados de forma completa, tornando o fluxo de informações restrito. Isso significa que o ICS deve ser autônomo em relação às operações e que todas as soluções manuais possíveis devem entrar em vigor. A segregação do ICS refere-se à ISA 99 / IEC 62443.

Para o caso brasileiro, com base em nossa experiência, acreditamos que há diferenças em maturidade entre os agentes do setor. Enxergamos que a regulação deva considerar estes diferentes níveis de maturidade, fornecendo uma abordagem orientativa para cada um deles.

Além disso, a regulação deve incluir diretrizes gerais, mas também propor etapas adicionais detalhadas. Em resumo, a regulação deve garantir que seja viável implementar a proteção exigida.

O papel do desenho de mercado para transformar o setor elétrico nacional

Para permitir que novas tecnologias floresçam, o desenho de mercado deve facilitar a inovação e permitir que todos tenham acesso à energia competitiva. A Hydro acredita em um mercado mais livre e sofisticado, no qual consumidores cada vez mais possam decidir sobre seu fornecimento de eletricidade ao mesmo tempo que são mais ativos em dar flexibilidade ao sistema.

Neste cenário, consumidores industriais podem ter papel chave em viabilizar projetos renováveis, contribuindo para uma expansão do suprimento, enquanto oferecem "produtos" de flexibilidade à rede elétrica. Para que isto ocorra, uma estrutura regulatória segura e estável é necessária, garantindo:

- Previsibilidade de custos regulatórios para consumidores industriais;
- Estabilidade das regras para contratação de energia no Mercado Livre;
- Segurança institucional para o processo de desenvolvimento de fontes renováveis;
- Modicidade tarifária e lógica locacional para tarifas de transmissão;
- Estrutura tributária condizente com a realidade do setor elétrico.

Hoje, são os consumidores que têm sido responsáveis pelos custos de intermitência do sistema. O despacho fora da ordem de mérito por reserva de potência (ESS_RPO) é evidência dos "custos da flexibilidade". O encargo que é arcado unicamente pelos consumidores somou cerca de 1 bilhões de reais entre 2018 e 2019.

Desta forma, defendemos um modelo neutro tecnologicamente e que permita que consumidores compitam por serviços ancilares, resposta da demanda e outros potenciais geradores de flexibilidade. Neste cenário, por exemplo, um consumidor flexível dotado de baterias poderia competir com o despacho de uma termelétrica tradicional.

A importância da agenda climática: a Hydro como parceira para uma agenda positiva

Finalmente, a Hydro apoia o desenvolvimento de um inventário de emissões conforme destacado no PNE 2050. Enxergamos um consenso de caminhar em direção a uma economia mais verde - esforço coletivo envolvendo todos os atores. Desta forma, interagir com os participantes do mercado para coletar informações de maneira adequada para a valoração das emissões.

A Hydro tem a ambição de reduzir suas emissões globalmente em 30% até 2030, considerando emissões diretas e indiretas[7]. Temos o compromisso de reduzir a nossa pegada ambiental em todas nossas operações no Brasil.

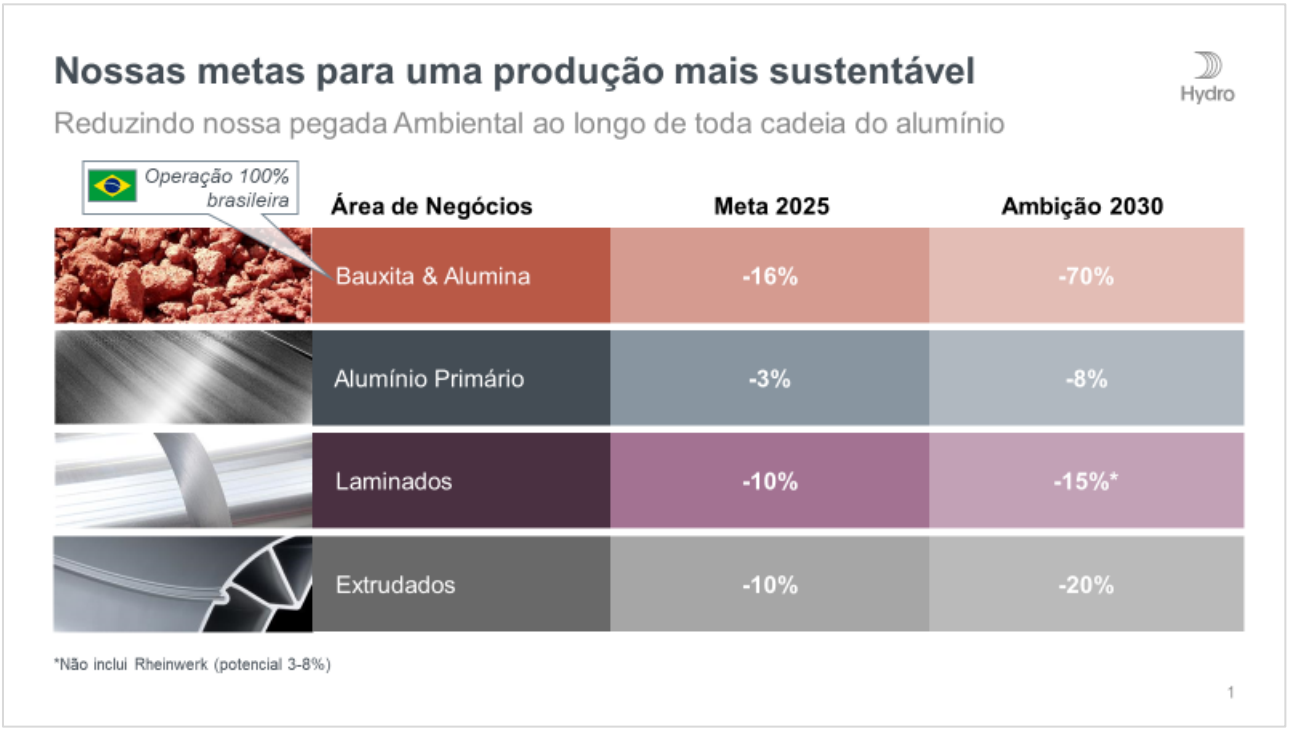


Figura 6 - Metas de redução de emissões da Norsk Hydro

A maior contribuição para a redução das emissões virá da nossa refinaria Alunorte em Barcarena-PA. Trata-se do projeto de substituição de óleo combustível por gás nos calcinadores (proporcionando uma redução de CO2 estimada em 600.000 toneladas /ano) e da eletrificação das caldeiras (reduzindo em mais de 2 milhões de toneladas/ano de CO2).

As trocas de combustíveis na Alunorte também propiciarão redução de outros gases causadores do efeito estufa. Reduziremos pela metade as emissões globais de SOx, NOx e particulados até 2030.

[7] Emissões diretas são emissões que vêm de nossos próprios processos no interior das nossas plantas. Cerca de 2/3 de nossas emissões são diretas. Já as emissões indiretas são criadas como resultado de nossa demanda de energia, respondendo por cerca de 1/3 do total de nossas emissões.

Cordialmente,

Equipe da Norsk Hydro Energy