

Impactos da Covid-19 no setor da energia sob a ótica do mercado

ROCHA, Nelson. "Impactos da Covid-19 no setor da energia sob a ótica do mercado". Agência CanalEnergia. Rio de Janeiro, 20 de julho de 2020.

1. Introdução

O presente artigo apresenta algumas considerações sobre os impactos da pandemia do Covid-19 no setor de energia, sob a ótica de um agente do mercado.

A análise mais completa sobre o tema, que o autor desse artigo já teve oportunidade de ler, foi publicada no início de maio/2020 pela IEA (International Energy Agency), pelo relatório "Global Energy Review 2020 – The impacts of Covid-19 crisis on global energy demand and CO2 emissions", cuja leitura recomendo a todos. Dentre as diversas informações reportadas, com dados consolidados do primeiro trimestre, destacam-se:

- A demanda global de energia bruta caiu ~3,8%;
- Os impactos são diferentes de acordo com o grau em que a pandemia atingiu cada país; dados já disponíveis de abril indicam que nos países com lockdown estrito cada semana nestas condições significa ~25% de queda na demanda de energia bruta, ou 18% quando o lockdown é parcial;
- A demanda de carvão caiu 8%, e a demanda de petróleo 5%, com os submercados mais afetados sendo os de transportes terrestres (50%) e de combustível de aviação (60%);
- A demanda de gás natural caiu menos, cerca de 2%;
- A demanda de eletricidade caiu 20% ou mais nas regiões e períodos sujeitos a lockdown;
- As energias renováveis foram as únicas formas que não sofreram depressões de demanda, seja por prioridade no despacho ou por expansão na oferta

2. Perspectivas para o ano de 2020

Olhando para o período do resto do ano à frente, o cenário indicado como provável pela IEA é de:

- Uma queda de 6% na demanda global de energia bruta (a maior queda desde a 2ª Guerra Mundial), com quedas maiores nas economias mais desenvolvidas, 9% nos EUA e 11% na EU
- Demanda de petróleo caindo 9%, para níveis de 2012

- Demanda de carvão caindo 8%
- Demanda de gás natural caindo 5%, influenciada pela menor demanda industrial, esta por sua vez profundamente afetada pela crise
- Demanda global de eletricidade caindo ~5%, com regiões até 10%
- Renováveis seguindo crescimento, ajudada pelos vários projetos em final de implantação, mas agora sob risco de problemas de suprimento de minerais críticos para a produção de equipamentos
- Queda esperada nas emissões de CO2 de ~8%, uma queda recorde 6 vezes maior do que na crise financeira seguida de recessão em 2009, numa inflexão bem mais aguda do que a queda que já vinha sendo apresentada em 2019

Este último item seria um motivo de comemoração se não considerarmos que o causou foi uma pandemia mortal. Ademais, o histórico de crises passadas indica que usualmente ocorre no período pós-crisis um repique de emissões maior do que a queda apresentada durante as crises.

3. Retomada pós-Covid

Temos visto uma crescente discussão, principalmente na Europa, sobre como direcionar os incentivos para a reativação da economia, se pela retomada pelo menor custo aproveitando-se a infraestrutura existente ou dirigindo-os para uma nova economia, circular, sustentável e crescentemente descarbonizada. A decisão sobre este direcionamento, basicamente política, irá definir os rumos do setor de energia nos próximos anos.

Se a baixa demanda por carvão e O&G persistir, e com isto os preços baixos recordes dessas commodities, haverá uma grande pressão para voltar tudo ao formato pré-crise (não é irrelevante o poder político dessas indústrias, principalmente nos EUA e China, as duas maiores economias, e na Rússia e Índia, dois dos maiores produtores/consumidores), e voltaremos rapidamente ao ponto em que estávamos no final de 2019.

Por outro lado, esta queda nas energias convencionais pode ser entendida como uma oportunidade para reconstruirmos as economias de uma nova forma, mais sustentável, considerando que as tecnologias renováveis estão na sua maior parte já maduras e competitivas, e portanto poderiam ser escolhidas para atender a uma retomada da demanda nos próximos anos. Um olhar puramente financeiro torna essa perspectiva irrealista, mas uma avaliação socioeconômica mais ampla, considerando todas as externalidades (criação de empregos, melhora na saúde das populações, menor degradação ambiental e uso de recursos...), traria uma conclusão bastante diferente. O recente Global Renewable Energy Outlook da IRENA (International Renewable Energy Agency) ilustra esses ganhos com detalhes e valores.

Isso permitiria cumprirmos o Acordo de Paris, evitando uma crise muito pior do que a pandemia do Covid, um pouco mais adiante, causada pelo aquecimento global. Se aceitamos a estratégia de aplainar a curva do Covid para se evitar o colapso do sistema de saúde, o racional deve ser o mesmo com o clima, devemos evitar o seu colapso aplainando a curva do aumento da temperatura global, em que a ciência prevê um pico em breve se nada ou pouco fizermos, como uma pandemia global e irreversível. Se tomarmos as decisões certas e a tempo, poderíamos então olhar para o futuro, aliviados, de uma forma mais otimista.

4. Desafios tecnológicos e de Mercado

Para se atingir os objetivos acima e suprir uma retomada da demanda de energia majoritariamente com renováveis, este setor precisa vencer alguns desafios

tecnológicos e de mercado, sendo relevantes os listados abaixo, com respectivas propostas de ações e soluções:

4.1 Abaixar os preços das renováveis

Buscar uma trajetória de queda de preço e ganhos de eficiência para algumas tecnologias ainda não totalmente maduras, como já foi e continua sendo realizado pela geração eólica (onshore e offshore) e solar fotovoltaica, mas ainda com bom espaço para realização, como armazenamento, CSP, biomassa (em suas diversas formas) e outras. Isto requer suporte financeiro (i.e. político) para se chegar às economias de escala, que resultam em menores custos, o que pode ser atingido rapidamente com o devido suporte.

4.2 Hidroeletricidade

Continuar o desenvolvimento da hidroeletricidade, uma energia renovável com diversas qualidades (barata, despachável, armazenável, provedora de serviços ancilares nas redes, regularização de vazões nas bacias e proteção contra cheias, navegação hidroviária,..), com bom potencial de expansão em diversas regiões ainda (e.g. África, onde pode dar um grande contribuição ao desenvolvimento sustentável), mas que foi demonizada em diversas regiões e fóruns por conta de práticas ruins e maus exemplos.

O seu desenvolvimento deve ser realizado segundo os procedimentos recomendados pelo IHA (International Hydropower Association) através do Hydropower Sustainability Assessment Protocol, que deveria ser mais do que uma recomendação de boas práticas, mas normativo de requisitos mínimos a observar e requeridos para o financiamento de projetos (não se pode mais admitir a destruição extensiva de habitats naturais ou de povos indígenas ou o deslocamento forçado de grandes populações). As boas práticas recomendadas neste protocolo não inviabilizam os bons projetos, que são muitos ainda, mas conflitam com os interesses de uma parcela de empreendedores que ainda não entendeu que o mundo mudou. É notável ainda a capacidade resiliente da hidroeletricidade face a crises como a do Covid, em que uma queda abrupta de demanda/geração pode ser amortecida pelo armazenamento de água nos reservatórios, para transformação em geração quando a demanda retornar (se isso acontecer num período armazenável, naturalmente).

4.3 Integração racional da geração renovável intermitente

Buscar uma solução racional para a integração das curvas de geração das fontes intermitentes (leia-se principalmente solar e eólica) com as curvas de carga dos sistemas. As fontes intermitentes têm uma ótima resposta de preço, mas não garantem capacidade ou confiabilidade operacional aos sistemas, pelo contrário, tipicamente tem perfil de oferta defasado da demanda, tanto em termos diários como sazonais. O armazenamento tem sido apontado como solução, e tecnicamente é uma delas, mas qual a tecnologia mais adequada? No capítulo seguinte voltaremos a este tema.

A interligação de sistemas por redes de transmissão, inclusive transnacionais, projetadas para esta função, ajudaria bastante, principalmente no sentido sazonal, evitando-se parte de investimentos em usinas de geração de reserva (lembrando que a solução “fácil” destas é baseada em combustíveis fósseis), embora as perdas de transmissão não sejam desprezíveis. A integração hidro-eólica-solar (considerando hidrelétricas com reservatórios) é uma solução perfeita para regiões onde essas três fontes coexistem, apenas é assunto pouco explorado (o autor apresentou trabalho no SNTPEE sobre esse assunto há cerca de 20 anos, recomendando mais estudos, mas pouco se desenvolveu desde então). As térmicas a biomassa e as plantas CSP (Concentrated Solar Power) com armazenamento térmico são tecnologias disponíveis e poderiam agregar reserva e capacidade requeridos pelos sistemas de potência, apenas precisam de uma atenção regulatória e mercadológica para substituir extensivos parques de térmicas fósseis e/ou nucleares. Importante notar que todas as

soluções acima podem ser usadas em conjunto, sempre que as características do sistema regional permitirem, mas sempre haverá uma delas que possa ser aplicada.

4.4 Geração distribuída

Desatar as amarras da geração distribuída, permitindo aos consumidores, principalmente pequenos e médios, desenvolver a sua geração própria se assim lhe convier, dentro de regras racionais e justas. Não se justificam mais artifícios para defesa dos modelos de negócios das distribuidoras, cuja viabilidade econômica é importante e deve ser mantida, mas adaptada ao mercado em que os consumidores possam ter sua geração própria, local ou remotamente dentro da mesma área da rede que o serve, isoladamente ou em cooperativas, podendo injetar excedentes de geração e abatendo do montante consumido (net metering), pagando para a distribuidora pelos serviços de rede, mas apenas isto. Notar que a geração distribuída não seria seriamente afetada por uma crise com a do Covid, pois sistemas domésticos tiveram a demanda agregada mantida ou até aumentada pelo confinamento. Já o setor comercial foi mais afetado, mas o excedente de energia deste poderia seguir sendo injetado na rede, gerando créditos para compensação na retomada da economia.

4.5 Setor Industrial

Alocar a devida atenção ao setor industrial, onde está a parte principal da demanda, seja de energia elétrica ou térmica. Processos industriais podem ser otimizados e racionalizados, e as fontes de energia alteradas, passando-se a usar principalmente a solar e a biomassa, além da recuperação de calor de processo. As tecnologias de geração térmica solar estão aí disponíveis, cada qual para a faixa de temperaturas requeridas: coletores planos e com tubos a vácuo (baixa), concentradores parabólicos/discos (intermediária) e Fresnel (alta), todos com muitos casos de sucesso comprovado. O uso de biomassa, principalmente pellets, permitiria a conversão ou substituição de caldeiras convencionais a óleo/carvão. Soluções conjuntas dessas tecnologias são também possíveis. O potencial desse setor, tanto em eficiência como em conversão de combustíveis fósseis para renováveis, excede tudo que foi descrito nos itens acima.

Entretanto, o empresário industrial é tipicamente bastante conservador e rejeita dois aspectos presentes em projetos de energia: colocar em risco (na sua visão) o seu processo industrial pela introdução de uma tecnologia nova e desconhecida (por ele), e o investimento fora do seu foco de negócios, pois sua preferência é sempre em aumentar a produção. Os modelos de negócios do tipo BOO ou BOT ajudam a contornar o segundo ponto, mas não impedem problemas advindos de queda de demanda, como o que estamos passando, quando diversas indústrias reduziram drasticamente sua produção, e contratos take-or-pay podem quebrar a empresa industrial. Para contornar estes problemas, é preciso uma política energética industrial que incentive as empresas a investir no negócio energia, como parte da política energética dos países e mesmo global, em linha com o Acordo de Paris. Os incentivos podem ser através de mecanismos de crédito ou fiscais, em que os ganhos energéticos são convertidos em bônus, divididos entre a empresa e a sociedade, onde todos ganham.

4.6 Conversão das plantas a carvão

Converter as plantas a carvão, ou pelo menos parte delas, para combustíveis renováveis, onde se destaca o uso de pellets de madeira. Casos como o do Reino Unido comprovam a viabilidade dessa conversão, mesmo com pellets standard, mediante algum investimento adicional na conversão e suporte governamental. Já a tecnologia dos black pellets HPCI, desenvolvida pela Européenne de Biomasse, empresa com a qual colaboro no desenvolvimento de projetos e mercado, permite o manuseio e armazenamento do material de forma similar ao carvão em pátios outdoor, e a conversão direta das centrais térmicas com investimentos adicionais irrelevantes. O que se espera agora é um tempo mínimo necessário para alavancar o

desenvolvimento de plantas de produção em escala industrial, de forma se ter oferta disponível para suprir a conversão de plantas a carvão, permitindo a extensão da sua vida útil operacional com um combustível renovável e a sua manutenção como reserva quente de capacidade (não mais como operação em baseload), de forma a manter a segurança energética dos sistemas. Em Portugal, por exemplo, o governo decidiu parar a operação das duas grandes centrais do país, Sines e Pego, no período 2021-2023. Durante o período da crise do Covid, com a demanda reprimida, estas centrais já não têm operado, mas com a retomada da economia o sistema irá novamente demandar a sua operação. Por ora as centrais a gás natural e o sistema espanhol tem atendido a função de reserva de capacidade, mas é importante considerar que também na Espanha as centrais a carvão serão paralisadas, e alguém terá que atender a demanda quando as renováveis intermitentes não conseguirem.

5. Armazenamento

Para se viabilizar a inserção majoritária de energias renováveis intermitentes, principalmente aquelas já demonstradas como mais competitivas (i.e. eólica e solar PV), o problema já mencionado da integração das curvas de geração das fontes intermitentes com as curvas de carga dos sistemas precisa ser equacionado, e o armazenamento tem se imposto como solução mais visível. Nos países onde o sistema não tem participação relevante de hidrelétricas com reservatórios, ou mesmo nesses em que a dispersão geográfica entre hidrelétricas e geração eólica/solar é grande (como Brasil e Canadá, por exemplo), torna-se necessária implantação de sistemas de armazenamento próximos da geração intermitente e/ou dos centros de carga.

Nesse contexto, as baterias químicas têm sido reportadas como solução, e de fato são a resposta mais clara e de fácil aplicação. O seu uso junto às cargas permite uma segurança de suprimento imbatível, como por exemplo em data centers. Também podem ser utilizadas junto a carga para redução da demanda em horários de pico, inclusive poderiam (ou deveriam) substituir a operação de grupos diesel-geradores, tão utilizada no Brasil, por exemplo, onde milhares de motores operam a plena carga nas grandes cidades nos horários de pico, gerando simultaneamente por volta de 8 GW, a ponto de alterar o perfil de carga do sistema, gerando uma poluição atmosférica danosa para a saúde, uma situação que a sociedade não tem conhecimento.

Por outro lado, é preciso se discutir a questão da vida útil das baterias e o que se fazer com elas ao final desse período. Tem sido veiculado que as baterias automotivas podem ser migradas para estacionárias ao final da sua vida útil móvel, mas nenhum dos relatórios que já li me convenceu ou demonstrou numericamente o balanço de materiais envolvido do início ao fim da cadeia produtiva/uso, ao longo do tempo. Não consigo imaginar dezenas de milhões de baterias automotivas (produção automobilística global) sendo destinadas todos os anos a sistemas estacionários, e ao final de vida útil desses qual o destino disso tudo então? Não há ainda um processo estruturado de reciclagem desse material. Temos que tomar o cuidado para não criarmos um problema similar ao lixo atômico, que só ficou visível para a sociedade quando muitas usinas nucleares já estavam em plena operação.

Adicionalmente, as baterias não podem ser consideradas como solução para sistemas de potência, nacionais. Apesar do seu custo vir baixando significativamente nos últimos anos, os sistemas são tipicamente para kWh, os maiores para alguns MWh, mas não se pode enxergar sistemas baseados nessa tecnologia para suprir GWh para redes de transmissão. Para estas, a tecnologia mais dominada e competitiva é a das centrais de acumulação (pumped storage), que opera com sucesso em todos os locais onde já é utilizada, inclusive em Portugal, onde um novo projeto está em construção (no Tâmega) e acredito que outros poderão vir. Nos países ou regiões onde estudos de trade-off e viabilidade técnica e econômica foram realizados, esta é a melhor solução disponível. Estudos recentemente realizados na Austrália, por exemplo, indicaram a implantação de centrais desse tipo para compor o portfólio de projetos

eólicos e solares planejados, como uma solução integrada de energia e capacidade, um ótimo exemplo a ser seguido.

Naturalmente projetos de centrais de acumulação demandam condições topográficas adequadas, não se aplicariam a Dinamarca ou ao Uruguai, por exemplo, mas há uma vasta quantidade de bons sítios já identificados ao redor do globo. A sua viabilidade econômica depende de um arcabouço regulatório que remunere os serviços de reserva de capacidade, energia de pico e demais serviços ancilares que podem ser prestados (e.g. regulação de frequência e absorção de reativos). Estes podem ainda viabilizar centrais com parte das unidades com velocidade fixa e parte com velocidade variável, uma configuração que considero particularmente interessante e com maior valor agregado.

Por outro lado, um plano que foge a minha compreensão é a implantação de centrais térmicas a gás natural para operação na base, como vem sendo apregoado (e planejado) recentemente no Brasil. Não há sustentação para uma argumentação de que uma planta em baseload ajudaria a estabilização da oferta de geração por fontes intermitentes, pois o perfil da curva de oferta intermitente permanece se as térmicas operam a plena capacidade, o que ainda resulta em uma energia cara, pois o custo de combustível é alto. A estabilização só é possível com a inserção de outra fonte variável que absorva as flutuações, idealmente com custo variável baixo ou nulo, como a hidráulica. As térmicas a gás em baseload só resolvem o problema da flexibilidade de despacho x contratos take-or-pay de gás natural, objeto do desejo do lobby do setor de O&G. Adicionalmente, não se entende porque buscar uma solução com combustível fóssil e importado (GNL) e equipamentos importados, num país pleno de recursos naturais renováveis e com um parque industrial capaz de suprir as outras opções de geração.

Como solução alternativa, é importante considerar as centrais termossolares CSP com armazenamento térmico por sal fundido (molten salt). A geração de calor dessas centrais pode ser por torre concentradora 3D, ou lineares 2D - PT (Parabolic Through) ou LFR (Fresnel e suas derivações avançadas, como MSALFR), mas sempre com a energia térmica armazenada em tanques de sal fundido. Dessa forma, a conversão em vapor e desse em energia elétrica pode ser ao longo do dia, em paralelo com a geração térmica, mesmo em períodos de sombreamento, ou para suprir flutuações de fontes intermitentes, ou mesmo à noite, tudo planejado de acordo com as curvas de carga do sistema a ser suprido.

Essa tecnologia já está madura e os seus custos em franco decréscimo, precisando apenas do apoio governamental inicial, típico de todas as novas tecnologias. Novos projetos de até 700 MW, com armazenamento de 7 a 15 h, estão em implantação no Oriente Médio, na China e no Chile. Os projetos implantados pioneiramente na Espanha e nos EUA estão sendo superados técnica e economicamente por esses novos, que poderiam ser implantados em diversas regiões, inclusive em Portugal e no Brasil, e inclusive no lugar de centrais a gás natural. Considerando as condições térmicas atingidas pela tecnologia atual, poderiam ainda ser, em alguns casos, implantadas junto a centrais térmicas a carvão, suprimindo vapor na faixa de 540-560 °C / 110 bar para os turbogeradores existentes, uma opção que considero deveria ser seriamente estudada, pois viabilizaria a extensão da vida útil de diversas centrais, com o aproveitamento parcial de estruturas existentes e investimentos já depreciados, manutenção de empregos experientes e especializados, entre outras vantagens.

6. Conclusão

O conjunto de informações relatado acima indica que a retomada da expansão do sistema energético global pós-Covid pode e deve ser pela via renovável, sem desperdiçarmos a oportunidade que a recente redução do consumo de combustíveis fósseis nos deu. Os benefícios econômicos, sociais e ambientais de tal opção superam largamente os menores custos financeiros de curto prazo de simplesmente voltarmos a fazer mais do mesmo. Nem sempre o melhor caminho é o mais fácil, mas precisamos

ter coragem para tomar as decisões certas na hora certa. A crise do Covid demonstrou como é importante decidir a tempo por ações imediatas que teriam impacto mais adiante se não fossem tomadas, como o lockdown, mesmo a um custo econômico relevante no curto/médio prazo, para salvaguardar a sociedade de impactos econômicos e sociais a longo prazo inaceitáveis. A crise climática terá impactos muito mais profundos e duradouros do que o Covid, só que acontecendo aos poucos e durante um longo período, sem que parte da sociedade esteja percebendo claramente ainda o que está acontecendo, apesar dos estudos e alertas da comunidade científica internacional serem inequívocos. Cabe aos governos e a quem participa do setor de energia tomar as decisões certas e necessárias, à tempo, para se evitar que o pior aconteça ainda nesse século, permitindo à humanidade ter um futuro livre de cenários catastróficos e sem retorno.

(1) Nota sobre o autor:

Nelson de Andrade Rocha é graduado em Engenharia Mecânica pela PUC-RJ (1981), possui MBA também pela PUC-RJ (1983), e especialização em Tecnologia de Energia Eólica pelo DEWI (Instituto Alemão de Energia Eólica)(1996).

Após passagem como estagiário e engenheiro na UGC e Sondotécnica, fez carreira na Promon por 27 anos (1987 a 2014) como engenheiro, coordenador de projetos, gerente de engenharia, gerente de negócios e finalmente diretor de negócios, como responsável pelas áreas de energia e indústrias de processo.

Desde 2014 é consultor associado da TRX, apoiando negócios nos mercados de Energia e Indústrias, e foi diretor de Tecnologia e Regulação da COGEN em 2015.

Desde 2015 é sócio controlador da OPTIMUM Energias Renováveis, dedicada ao desenvolvimento de projetos e investimentos em energias renováveis e industriais, bem como consultoria em desenvolvimento de tecnologias e mercados, entre os quais destacam-se os serviços para a Européenne de Biomasse. Desde 2019 exerce atividades também em Portugal. A Optimum possui ainda a subsidiária SMARTHYDRO, dedicada ao desenvolvimento de projetos, implantação e operação de minicentrals hidrelétricas.