

Modernização da distribuição

Por Lindemberg Reis*



Capítulo I

A modernização do segmento de distribuição de energia elétrica e o empoderamento dos usuários, mas não a qualquer custo!

Carl Sagan, talvez o maior astrônomo do século 20, diz que “como tudo o que vemos é passado, logo, o presente não existe”. Tudo que a gente vê é um feixe luminoso que sai de nossos olhos, encontra um objeto e retorna para que possamos identificá-lo. Assim, o que você vê agora, o que você está lendo, caro leitor, na verdade, já não é o presente, e sim, o passado. Interessante, não é mesmo?

Já na Grécia antiga, os filósofos acreditavam que tudo girava em torno da política. E isso não mudou muito até hoje. Os representantes do povo, eleitos de forma democrática, devem legislar sobre assuntos diversos, incluindo aqueles vinculados a serviços de infraestrutura, como a energia elétrica, por exemplo.

Pois bem, antes de levantarmos uma bandeira eloquente, clamando a todo custo, pela modernização do setor elétrico brasileiro (SEB), temos que dar um passo atrás, entendermos os alicerces institucionais para compreendermos como as políticas foram moldando o que enxergamos hoje como SEB.

Mas calma, não precisamos aqui e agora ministrar uma aula sobre a história do setor elétrico. Mas talvez, seja bom apreciarmos os últimos trinta anos para endereçarmos questões relevantes sobre o presente – se é que ele existe! – e o futuro.

Recordemo-nos que no fim da década de 1980 e início da década de 1990 grande parte das empresas vinculadas ao setor elétrico encontrava-se sob a tutela do Estado, incluindo um modelo de equalização de tarifas, que fez com que houvesse sucateamento de diversos ativos devido à ausência de estímulos adequados à eficiência.

Mas no âmbito internacional, uma década antes, iniciava-se movimentos de redução do Estado. Margaret Thatcher, no Reino Unido, por exemplo, buscou a intensificação do capital privado em setores de infraestrutura, como o setor elétrico. Aqui na América do Sul, países como Argentina e Chile foram para essa vertente, cerca de uma década antes do Brasil.

Somente em meados da década de 1990 iniciava-se a concepção do setor elétrico brasileiro tal qual conhecemos hoje, ou seja, há quase 30 anos e com uma defasagem de mais de uma década em relação aos países de primeiro mundo.

Mas as coisas caminhavam no ritmo possível para a época.

Por meio da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, estabeleceu-se normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos, entre outras providências. Naquele momento, definiu-se critérios para concessão, permissão e autorização de serviços públicos de energia, criou-se a figura do Produtor Independente de Energia, que negocia a energia por sua conta e risco e os critérios para compra e venda de energia aos consumidores. Criou-se, então, os ambientes livres (ACL) e regulados (ACR).

Um pouco mais adiante, por meio da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, instituiu-se a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, que disciplinaria sobre o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica. Naquela Lei também se previu que empreendimentos de geração por fontes incentivadas – CGH, PCH, Eólica, Térmicas à Biomassa e Solar – usufruíssem de

descontos não inferiores a 50% nos custos da TUSD, bem como os consumidores que adquirissem energia desses geradores. O déficit gerado pelos descontos (subsídios) concedidos seria coberto pela CDE, que seria custeada por todos os consumidores, de forma proporcional a seu consumo.

Tudo estava indo muito bem. Até que veio o ano de 2001. Com uma combinação de ausência de recursos hídricos e dificuldades de intercâmbios energéticos regionais, tivemos que experimentar o racionamento de energia elétrica. Naquele momento de incertezas e dificuldades operativas, era premente a realização de investimentos estruturantes, seguros e um consumidor de energia consciente.

Surgiria, então, a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, que dispôs sobre a comercialização de energia elétrica, ficando a cargo das concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN o dever de garantir o atendimento à totalidade de seu mercado, mediante contratação regulada, por meio de licitação em leilões promovidos pelo governo.

Esses contratos de energia seriam celebrados, comumente, para longo prazo, cerca de 20 a 30 anos. Ou seja, desta forma garantir-se-ia os investimentos em empreendimentos de longa vida útil, como centrais hidroelétricas de grande porte e térmicas estruturantes, por exemplo.

Desta forma, temos um setor elétrico com distribuidoras de energia elétrica que (i) têm o papel de comercializadoras reguladas, excedendo sua finalidade primordial de fornecedora de redes; (ii) um incentivo histórico para fontes incentivadas custeadas por meio de encargo setorial, subsidiadas pela CDE; (iii) tarifa de energia que carrega elevados encargos setoriais e tributos, resultando razoavelmente oneroso aos usuários; e (iv) consumidores de energia fundamentalmente passivos.

Mas o fato é que as distribuidoras cumprem, atualmente, papel que vai além de simplesmente entregar a energia no varejo. São esses agentes que sustentam o fluxo financeiro do setor, afinal, as concessionárias de distribuição fazem a interface com os usuários de energia elétrica, arrecadando, por meio das faturas, todo o montante necessário para financiar a operação do sistema.

Cumprir destacar que, segundo a dinâmica atual do setor elétrico, os grandes riscos são alocados nas distribuidoras de energia elétrica. Por exemplo, pode-se citar que a remuneração é garantida aos geradores de energia mesmo que haja alterações conjunturais de inadimplência por parte dos usuários. Quem suporta esse déficit arrecadatário são as distribuidoras de energia. As transmissoras não percebem oscilações de receitas caso o mercado se altere, uma vez que seus contratos de concessão são do tipo revenue cap (ou receita teto), enquanto as distribuidoras ficam com o ônus/bônus

de movimentações de mercado, dado que seus contratos são do tipo price cap (ou preço teto).

Os furtos de energia, ou perdas não técnicas, são outro exemplo de ônus que impactam as distribuidoras de energia elétrica, mas que não chegam aos demais agentes do setor. Ou seja, os custos relativos aos furtos de energia – em especial em áreas de concessão mais complexas – ficam exclusivamente com os acionistas das empresas de distribuição de energia.

Também é importante esclarecer que, em momentos de crise, são as distribuidoras de energia elétrica que garantem que o setor se mantenha equilibrado, cumprindo o papel de agente arrecadador para os segmentos de geração e transmissão, recolhendo encargos e tributos, mesmo sem os recebimentos dos recursos junto ao mercado consumidor. Exemplos recentes foram as medidas tomadas no enfrentamento à Pandemia da Covid-19 e na crise hídrica de 2021.

Ainda é importante destacar que as distribuidoras de energia elétrica atuam sob forte regulação. A Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, por meio de diversos regulamentos, estimula os agentes à busca contínua pela eficiência, por meio de modelos que emulam concorrência entre as concessionárias. De tal sorte que as empresas têm que aportar investimentos considerados prudentes e custos operacionais eficientes para que a concessão se sustente em médio e longo prazos.

Não bastasse a complexidade na qual a distribuidora de energia está inserida, o cenário presente e futuro não poupa desafios. O mundo está experimentando uma nova onda de reestruturação no setor elétrico, condicionada pela chegada da chamada transição energética. Esta ampla transformação é caracterizada pela atuação de um conjunto de fatores interconectados que se retroalimentam.

É o caso da difusão dos recursos energéticos distribuídos (REDs). O mais conhecido e difundido no Brasil é a Geração Distribuída (GD), que já acumula 18,0 GW de potência instalada, com mais de 1,7 milhão de usuários conectados, aproximando-se de 10% da toda potência instalada no Brasil. Resposta da Demanda (RD), Veículos Elétricos (VE), Armazenamento Distribuído (AD), Eficiência Energética (EE), microrredes e Usinas Virtuais (UV) são outros exemplos.

Aliás, em se falando em GD, seja mini ou microgeração distribuída, temos um arcabouço legal que prevê subsídios expressivos para essas modalidades, como, por exemplo, isenção de pagamento de parcelas das tarifas que remuneram a cadeia produtiva do setor elétrico brasileiro, em especial os segmentos de transmissão e distribuição de energia. Embora este tema seja assunto para um artigo específico, pode-se sintetizar que estes subsídios custarão algumas centenas de bilhões de reais nos próximos anos para os usuários do ambiente regulado de energia, se nada for modificado.

E como não citar a questão da digitalização e crescente conectividade de consumidores, proporcionada pela expansão de redes e medição inteligentes (smart grids e smart meters) capazes de elevar enormemente a eficiência e a qualidade do serviço aos consumidores finais? No Brasil temos mais de 80 milhões de usuários de baixa tensão que possuem medidores convencionais, analógicos ou digitais com funcionalidades e comunicação limitadas. Este é o tamanho do desafio de atualização do parque de medição no país.

Aliás, atualizar o parque de medição sem se modificar a estrutura de tarifas para a baixa tensão, exclusivamente monômnia desde a década de 1980, limitaria a análise de custos-benefícios desta tecnologia. Temos que pensar num consumidor ativo no futuro, tomando decisões quanto ao seu padrão de consumo, respondendo aos estímulos dados e sendo mais interconectado ao ecossistema de energia elétrica, como acontece atualmente no Reino Unido e algumas jurisdições dos EUA, por exemplo.

Podemos esperar, no horizonte à vista, um maior protagonismo do consumidor final, que busca a redução dos gastos com energia e ganhos com eficiência energética, através do uso de utensílios/equipamentos inteligentes (domotics) interconectados através da internet, de sistemas de resposta da demanda e de ferramentas de inteligência de dados (data mining).

Vislumbramos, portanto, um futuro com disseminação de oferta de energia descentralizada e ambientalmente sustentável, mas que traz desafios demasiados ao setor elétrico como o conhecemos atualmente. Contrafluxos, perdas técnicas, dificuldade de controle de frequência e tensão são exemplos de percalços que têm – e são – superados diariamente pelas distribuidoras de energia elétrica.

Soma-se a todos esses aspectos a constatação da tendência de abertura de mercado, que no Brasil está sendo impulsionada por meio de Portarias do MME. O Ministério homologou abertura escalonada até 2023 por meio de Portarias de 2018 e 2019. Em setembro de 2022, foi promulgada a Portaria no 50 do MME, que abre todo o mercado de Média e Alta Tensão a partir de 2024. A abertura da baixa tensão, portanto, é apenas questão de tempo.

Porém, devemos observar que o desenho de comercialização regulada vigente, implementado em 2004, acabou alocando compulsoriamente sobre o mercado cativo os custos da expansão do sistema, com contratos de longo prazo para novos projetos de geração. Como consequência, existe na carteira das distribuidoras um legado de contratos para atender ao mercado regulado que vão até pelo menos 2055, com parcela relevante dos contratos com vigência até 2040.

O problema é que, quando clientes do mercado regulado de uma distribuidora migram para o mercado livre em larga escala, a concessionária tende a ficar sobrecontratada, o que pode fazer

com que o custo da energia no mercado regulado fique ainda mais elevada. Assim, mecanismos de redistribuição desses custos entre o ACR e ACL são muito importantes.

Esse é o cenário que se apresenta ao segmento de distribuição, que tem sido resiliente na busca de inserção de tecnologias que permitam fazer melhor com menos custos, além de se inserir em todas as discussões travadas para minimizar os aumentos dos custos de energia elétrica para o mercado regulado.

Portanto, para que esse cenário seja sustentável, é preciso repensar muitos conceitos e formas de atuação, com uma visão de um novo ambiente de negócios focado em oferecer alternativas de serviços aos diversos agentes, sejam geradores, consumidores, comercializadores etc. O Projeto de Lei 414/21 endereça vários dos desafios anteriormente citados. Mas encontra-se em tramitação na câmara dos deputados. Alguns exemplos de ações previstas no Projeto de Lei:

- Viabiliza a separação entre atividades de fio e de comercialização, D e C;
- Prevê a separação de Lastro e Energia, sendo o custo do lastro rateado entre todos os consumidores do SIN;
- Amplia mecanismos de gerenciamento de portfólio de contratos das Distribuidoras e reduz assimetria quanto à segurança do sistema entre mercados, ACR e ACL;
- Moderniza da operação para recepção e otimização dos RED;
- Prevê a regulamentação do suprimento de última instância;
- Possibilita a implantação de pré-pagamento de forma compulsória em caso de consumidor inadimplente;
- Entre outras medidas.

Por todo o exposto, torna-se necessário discutir os meios prudentes para modernização do segmento de distribuição de energia elétrica e o empoderamento dos usuários. As tomadas de decisões não podem ser irresponsáveis.

Carlos Drummond de Andrade dizia que “mundo mundo, vasto mundo, se eu me chamasse Raimundo, seria só uma rima, não uma solução”. Não podemos deixar que a rima dos que defendem modernização a todo custo atrole a solução aos problemas históricos estruturais do setor elétrico brasileiro.

* *Lindemberg Reis é engenheiro eletricista com MBA em Finanças pelo IBMEC-RJ e pós-graduação em Sistemas de Produção, Refino e Transporte de Petróleo pelo SENAI-RJ. É formado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Juiz de Fora e atua no setor de regulação de serviços públicos, como distribuição e transmissão de energia elétrica, saneamento e gás natural.*