

DIREITO COMPARADO BRASIL-CANADÁ

ENERGIA ELÉTRICA

ARTIGO 8

ULHÔA CANTO
A D V O G A D O S

 **NORTON ROSE FULBRIGHT**

INTRODUÇÃO

Dois países com territórios enormes, ricos em recursos hídricos e grande potencial para o desenvolvimento de fontes de energia renovável. Assim, Brasil e Canadá apresentam similaridades na vocação para uma geração limpa - uma importante tendência mundial - e oferecem oportunidades para empresas e investidores interessados no mercado em plena ascensão. A estrutura do setor e a legislação que rege a cadeia da energia, no entanto, são complexas e distintas nos dois países.

O Brasil, desde a década de 1990, vem passando por profundas reformas em seu modelo, que incluiu revisão de concessões, distinção entre responsabilidades públicas e privadas, políticas de preços e composição do sistema de geração e transmissão de energia elétrica, que atualmente é hidrotérmico-eólico.

As mudanças, que se mostraram frequentes nos últimos governos, visam adequar a estrutura e viabilizar os investimentos necessários para atender à demanda crescente prevista até pelo menos 2027. Estima-se que precisarão ser injetados dezenas de bilhões de dólares até lá, essencialmente em fontes renováveis, usinas movidas a biomassa, solares, eólicas e de fonte hídrica, além do gás natural.

No Canadá, onde a maior parte da geração de energia também vem das hidrelétricas, a grande preocupação gira igualmente em torno do aumento e otimização das fontes renováveis. A motivação, no entanto, é diferente. A pressão para se cumprir as metas do Acordo de Paris sobre as mudanças climáticas é fator de atenção constante dos governos provinciais.

Se, no Brasil, a estrutura regulatória é federal, no Canadá a descentralização confere às províncias os poderes constitucionais para regulamentar a geração, a distribuição e o mercado de eletricidade. Cada uma delas desenvolveu suas próprias regras, órgãos de gestão e mercado.

Nas próximas páginas, os advogados Alberto Büll e Felipe Zaratini do Ulhôa Canto, Rezende e Guerra Advogados, e Matthew D. Keen, do Norton Rose Fulbright, traçam um panorama do setor no Brasil e no Canadá, respectivamente, além de explicarem pontos importantes de sua estrutura, como a enumeração dos órgãos gestores, tributação, formação de preços e tendências dos mercados.

ENERGIA ELÉTRICA POR ALBERTO BÜLL FELIPE ZARATINI

DIREITO COMPARADO BRASIL - CANADÁ





Introdução e Aspectos Gerais

Até meados da década de 1990, duas características essenciais definiam o setor elétrico brasileiro: intervenção estatal onipresente e verticalização setorial (os mesmos entes jurídicos atuavam em todos os segmentos: geração, transmissão, distribuição e comercialização). Os serviços de energia elétrica, independentemente da atividade específica, eram caracterizados, invariavelmente, como públicos, e sua remuneração se dava por meio do regime tarifário do “serviço pelo custo” (*cost-plus*). As tarifas eram calculadas de forma a cobrir os custos operacionais e financeiros dos agentes, acrescentando-se uma taxa de remuneração (retorno) sobre os investimentos realizados. Determinavam-se, a partir daí, as tarifas ideais.

O modelo até então vigente não se sustentou porque, de um lado, o regime da remuneração garantida resultou em um acúmulo de déficit público bilionário; e, de outro, a inflação crescente fez com que as tarifas do setor elétrico não acompanhassem os custos das empresas, gerando um déficit de receita que prejudicou a qualidade dos serviços.

Diante disso, o governo federal – sob a administração do então presidente Fernando Henrique Cardoso (*de 1995 a 1998 e de 1999 a 2002*) – promoveu uma ampla reforma, com o objetivo de atrair investimentos privados e assim criar um mercado competitivo no setor.

Os fundamentos desse novo modelo se basearam na Lei nº 8.031/1990, já anteriormente editada, que estabeleceu o Programa Nacional de Desestatização; na Lei nº 8.987/1995, que dispôs sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos; e na Lei nº 9.074/1995, que estabeleceu normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos.

Tais leis, bem como os decretos que as regulamentaram, dispuseram sobre os seguintes assuntos:

- (i) a alteração do regime tarifário de “serviço pelo custo” para o de “serviço pelo preço” (*price cap*);
- (ii) as novas regras para a outorga de concessões e permissões de serviços públicos de energia elétrica (inclusive quanto à necessidade de prévia licitação e às regras aplicáveis a ela) e para a prorrogação das concessões então em vigor;
- (iii) a necessidade de prévia licitação para a outorga de concessões para uso de bem público (para o caso de empreendimentos destinados ao aproveitamento de potenciais hidráulicos);
- (iv) a outorga de autorização para pessoas jurídicas ou grupos reunidos em consórcio para produzir energia elétrica na qualidade de



produtores independentes, bem como a comercialização de tal energia para determinada classe de consumidores, por sua conta e risco;

- (v) a autorização para certos consumidores, denominados “consumidores livres” (caracterizados por determinado nível de carga e tensão em que são atendidos), adquirirem energia de outros fornecedores, que não a concessionária local de distribuição de energia elétrica; e
- (vi) o livre acesso aos sistemas de distribuição e de transmissão pelos produtores independentes e consumidores livres, mediante o pagamento de certas tarifas e encargos.

Além disso, em 1996, no contexto de abrangente modernização da administração pública federal, foi promulgada a Lei nº 9.427/1996, que criou, em substituição ao antigo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). A ela cabe, em conformidade com as diretrizes do governo federal, regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia.

Porém, no ano 2000, devido a um cenário hidrológico desfavorável, somado a baixos investimentos na expansão do setor de geração, o Brasil passou por uma grave crise de suprimento de energia elétrica, culminando em um episódio de racionalização de consumo em 2001,

denominado vulgarmente de “apagão”. Desse episódio resultou a Lei nº 10.438/2002, que trata da expansão da oferta de energia elétrica emergencial, da recomposição tarifária extraordinária, da constituição da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e da universalização do serviço público de energia elétrica.

Ademais, a lei supracitada instituiu o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), com o intuito de diversificar a matriz energética e garantir a segurança do suprimento. Em razão do cenário de racionamento, alguns pontos do modelo até então em vigor foram duramente criticados por terem, por exemplo, permitido a comercialização de energia elétrica sem que houvesse a comprovação da existência de 100% de lastro para a energia comercializada.

A crise do modelo anterior também levou à edição da Lei nº 10.848/2004 e do Decreto nº 5.163/2004, já durante a administração do presidente Luiz Inácio Lula da Silva (*de 2003 a 2006 e de 2007 a 2010*). Essa reforma trouxe mudanças especialmente na área de comercialização, ao estabelecer dois ambientes para a celebração de contratos de compra e venda:

- (i) Ambiente de Contratação Regulada (ACR), no qual não há liberdade dos agentes envolvidos para definir os termos em que ocorrerá a contratação, já que tais condições encontram-se padronizadas em contratos de comercialização aprovados pela Aneel, que são



celebrados entre os vencedores dos leilões do ACR realizados periodicamente pela Aneel e as distribuidoras de energia elétrica com demanda declarada (ou, no caso dos chamados Leilões de Energia de Reserva, que visam garantir a segurança do suprimento, com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE); e

(ii) Ambiente de Contratação Livre (ACL), no qual há liberdade dos agentes envolvidos – geradores e consumidores livres – para determinar as condições da contratação de energia, que será feita por meio de contratos livremente pactuados.

Já em 2012, sob a administração da presidente Dilma Rousseff (*de 2011 a 2014 e de 2015 a 08/2016*), o governo federal editou a Medida Provisória nº 579/2012, convertida na Lei nº 12.783/2013. Essa reforma possibilitou a renovação antecipada de concessões que se encerrariam entre 2015 e 2017 nos segmentos de transmissão, geração e distribuição, sob a condição de que geradoras aderissem ao regime de cotas e as distribuidoras e transmissoras se submetessem a certos padrões de qualidade.

Em tese, as medidas preconizadas pela Lei nº 12.783/2013 permitiriam que as tarifas e encargos devidos ao final pelos consumidores fossem reduzidos para cobrir apenas os custos básicos de operação e manutenção, deixando os agentes de receber receitas mais elevadas, que incluem a indenização, total ou parcial, das parcelas de investimentos vinculados

a bens reversíveis ainda não amortizados ou não depreciados. Esses investimentos seriam indenizados pelo Poder Concedente, e não mais integrariam o cálculo das tarifas.

Na prática, porém, o sinal equivocado do governo, que, ao reduzir as tarifas em 20% em média, incentivou o aumento do consumo de energia elétrica, e a intervenção inadequada no planejamento e operação do setor, somados a um cenário hidrológico desfavorável em 2013 e 2014, que exigia o uso racional do insumo, redundaram no acionamento emergencial de usinas termelétricas. Como o custo de produção dessas usinas é significativamente maior do que o das hidrelétricas, o objetivo da Medida Provisória, de reduzir as tarifas dos consumidores, não se concretizou. Elas foram inicialmente reduzidas, mas, logo depois, aumentaram novamente, anulando todos os benefícios que a norma pretendia produzir.

Com o impeachment da presidente Dilma Rousseff em 2016, a administração de empresas estatais federais (como a Eletrobras, importante holding no setor) e de órgãos e entidades do setor elétrico (o Ministério de Minas e Energia – MME e a Empresa de Pesquisa Energética – EPE, por exemplo) sofreu mudanças relevantes.

Ainda em 2016, após assumir o mandato presidencial, o presidente Michel Temer (*de 08/2016 a 2018*) emitiu a Medida Provisória nº 735/2016, convertida na Lei nº 13.360/2016, sinalizando uma abordagem



menos intervencionista no setor elétrico. A lei autorizou a privatização de empresas estatais federais, a transferência do controle de contas setoriais importantes, algumas, inclusive, com função social, das mãos da Eletrobras para a CCEE (uma associação civil sem fins lucrativos) e a transferência de controle societário de agentes setoriais como alternativa à extinção de suas outorgas. A norma também pacificou o entendimento sobre a competência da Aneel para julgar excludentes de responsabilidade no contexto do setor elétrico e racionalizou o tratamento do tema pela agência reguladora.

O setor em números

O Brasil possui, hoje, um sistema de geração e transmissão de energia elétrica hidrotérmico-eólico de grande porte. Em fevereiro de 2019, de acordo com a Aneel, a capacidade instalada brasileira total era de 163,29 GW, aproximadamente, dos quais 63,83% eram de fontes hídricas (usinas hidrelétricas – UHE, pequenas centrais hidrelétricas – PCH e centrais geradoras hidrelétricas – CGH), 24,76% eram de usinas termelétricas, 8,99%, de eólicas, 1,22%, nucleares e 1,21%, solares.

A efetiva geração oscila a depender das decisões do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) sobre o despacho (por exemplo, se térmicas são ou não utilizadas, se os reservatórios devem ou não ser preservados etc.). De acordo com as informações disponibilizadas

pelo ONS, em dezembro de 2018, foram gerados 67.787 GW médios de energia elétrica, dos quais 80% provieram de fontes hídricas; 9%, de térmicas (incluindo biomassa, gás, carvão mineral e óleo); 7,5%, de eólicas; 2,8% de nucleares; e 0,7% de usinas solares.

Gestão e controle

Órgãos setoriais

O setor elétrico é composto por múltiplas entidades com competências diversas.

CMSE

O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), criado pela Lei nº 10.848/2004, tem como função acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento energético em todo o território nacional. Além disso, deve identificar dificuldades e obstáculos de caráter técnico, ambiental, comercial, institucional e outros que afetem, ou possam afetar, a regularidade e a segurança de abastecimento e atendimento à expansão dos setores de energia elétrica, e elaborar propostas de ajustes, soluções e recomendações de ações preventivas ou saneadoras de situações observadas em decorrência dessas dificuldades.



MME

O Ministério de Minas e Energia (MME) é o órgão da administração federal direta que representa a União como Poder Concedente e formula políticas públicas relacionadas, por exemplo, ao segmento energético, ao aproveitamento da energia hidráulica e a petróleo, a combustível e a energia elétrica-nuclear. Além disso, em 2003, o MME recebeu competências adicionais relativas à energização rural e agroenergia (inclusive eletrificação rural, quando custeada com recursos vinculados ao Sistema Elétrico Nacional). O Ministério zela pelo equilíbrio conjuntural e estrutural entre a oferta e a demanda de recursos energéticos no Brasil.

Aneel

A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) é uma agência reguladora, vinculada ao MME, responsável pela regulação, controle e fiscalização dos serviços e instalações de energia. Suas atividades envolvem, por exemplo, leiloar e gerir concessões do setor, implementar políticas estabelecidas pelo Poder Concedente, expedir regulamentos, estabelecer regras para os serviços, estabelecer metas almejando equilíbrio e bom funcionamento do mercado, criar metodologias de cálculo de tarifas, fiscalizar o fornecimento de energia e dirimir conflitos entre os agentes setoriais.

ONS

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é uma associação civil

sem fins lucrativos responsável por coordenar e controlar a operação das instalações de geração e transmissão no Sistema Interligado Nacional e pelo planejamento da operação dos sistemas isolados do País.

CCEE

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) é uma associação civil sem fins lucrativos, mantida pelo conjunto de agentes que atuam no mercado de compra e venda de energia elétrica, que viabiliza as atividades de compra e venda no Brasil e é responsável pela contabilização e pela liquidação financeira no mercado de curto prazo de energia. A CCEE também é incumbida do cálculo e da divulgação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), utilizado para valorar as operações de compra e venda de energia. À Câmara ainda cabe implantar e divulgar regras e procedimentos de comercialização; fazer a gestão de contratos do ACR e do ACL; manter o registro de dados de energia gerada e consumida; e realizar leilões de compra e venda no ACR e de reserva sob delegação da Aneel.

EPE

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE), empresa pública criada pela Lei nº 10.847/2004, fornece serviços nas áreas de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes renováveis e eficiência energética.



CNPE

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) é um órgão de assessoramento do Presidente da República, responsável pela elaboração de políticas e diretrizes de energia destinadas a promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do País, rever periodicamente a matriz energética e estabelecer diretrizes para programas específicos, dentre outras funções.

Segmentos do Mercado Elétrico

Ambientes de contratação

Em sentido amplo, a atividade de comercialização de energia elétrica no País encontra-se dividida em dois ambientes de contratação: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). É no ACR que se verifica a comercialização entre as concessionárias de distribuição e os empreendedores vencedores de leilões regulados.

No ACR, a EPE calcula os custos máximos de geração e o preço máximo a ser praticado nos leilões regulados, com o fim de estabilizar valores e reduzir a tarifa dos consumidores finais. As distribuidoras devem ter toda sua demanda projetada contratada por meio de leilões de menor preço. As tarifas máximas de fornecimento são calculadas e aprovadas pela Aneel.

O ACL, por sua vez, possui como principal característica a liberdade dos agentes para determinarem as condições de comercialização. Assim, autoprodutores, produtores independentes, comercializadores, importadores e exportadores de energia e os consumidores livres e especiais podem, livremente, determinar vigência, preços, montantes de energia e submercados de entrega, devendo apenas registrar os respectivos contratos na CCEE.

Geração

A geração não é, a priori, serviço público no Brasil. Mas regimes jurídicos de serviço público ainda persistem, como o de cotas e no caso de alguns geradores que receberam outorgas de serviço público e não alteraram o regime de exploração.

Atualmente, as usinas hidrelétricas (UHE) cuja potência instalada seja superior a 50MW estão sujeitas ao regime de concessão de uso de bem público e a celebração dos contratos de concessão deve ser precedida de licitação pública (leilão). Todavia, as concessões de uso de bem público que foram prorrogadas ou relicitadas nos termos da Lei nº 12.783/2013 tornaram-se concessões de serviço público de geração, no regime de cotas. Nele, regra geral, 70% da produção é destinada às distribuidoras no ACR e 30% pode ser negociada no ACL.



As UHEs com potência instalada igual ou inferior a 50 MW, as pequenas centrais hidrelétricas (centrais de geração com potência instalada superior a 5MW e inferior ou igual a 30MW e reservatório de, no máximo 13 km²), as usinas termelétricas (exceto as nucleares, cuja exploração somente pode ser realizada pela União) e as usinas a partir de fontes renováveis (como eólicas e solares), independentemente de sua potência instalada, não se enquadram no regime de concessão.

A exploração de centrais geradoras com algumas das características acima depende apenas de autorização, emitida pela Aneel ou pelo MME. A comercialização pode se dar tanto no ACL ou, como resultado da participação em um leilão regulado, no ACR.

Por fim, o regime de registro é aplicável às centrais de geração de capacidade reduzida, com potência instalada igual ou inferior a 5 MW. Ele não requer autorização, bastando ao interessado comunicar à Aneel a implantação da central geradora. O agente registrado pode comercializar a energia produzida ou utilizá-la para consumo próprio.

Micro e minigeração distribuída

A Aneel editou, em abril de 2012, uma resolução normativa estabelecendo as condições gerais para que, por meio de um sistema de *Net Metering* (medição de energia injetada na rede e abatimento do crédito na fatura dos

meses posteriores), centrais geradoras com potência menor ou igual a 5 MW (denominadas de micro e minigeração distribuídas) possam ser instaladas em unidades consumidoras. O objetivo principal da micro e minigeração distribuída é permitir a produção pelos próprios consumidores, a fim de reduzir os investimentos necessários para a expansão do sistema de geração e distribuição e as perdas técnicas.

Transmissão

O serviço público de transmissão de energia elétrica é remunerado mediante tarifa e é considerado de caráter exclusivo, uma vez que as condições de competição nesse mercado não reduzem as tarifas ao consumidor final (isto é, trata-se de monopólio natural). A outorga de instalações de transmissão é feita mediante a celebração de contrato de concessão, sempre precedida de leilões que são realizados conforme a viabilidade e necessidade de expansão do sistema de transmissão. A realização de reforços e melhorias em instalações de transmissão já existentes é autorizada pela Aneel e independe de licitação.

Distribuição

A distribuição caracteriza-se como o segmento do setor elétrico dedicado à entrega da energia para os usuários finais. Ela também é, em regra, um serviço público, outorgado por meio de contrato



de concessão, precedido de licitação. Os serviços são remunerados mediante tarifas calculadas e aprovadas pela Aneel. Existem, porém, cooperativas rurais que exploram o serviço de distribuição sob o regime de permissão. Hoje, o Brasil conta com 52 concessionárias de distribuição de energia elétrica, segundo informações da Aneel (excluídas as cooperativas rurais).

O governo federal privatizou, em 2018, um conjunto de distribuidoras cujas concessões não foram renovadas pela Eletrobras. São elas: a Amazonas Distribuidora de Energia S.A., a Companhia de Eletricidade do Acre, as Centrais Elétricas de Rondônia S.A. – CERON, a Companhia Energética do Piauí – CEPISA, a Companhia Energética de Alagoas – CEAL e a Boa Vista Energia S.A.

Comercialização

Comercializadoras são empresas que, regra geral, atuam como intermediárias no comércio de energia elétrica entre geradores e consumidores livres, comprando energia de geradores e vendendo para consumidores livres, assumindo os riscos de crédito dos consumidores e de desempenho dos produtores. As comercializadoras, se participarem de leilões regulados, também podem vender energia elétrica a distribuidoras. O exercício da atividade de comercialização depende de autorização da Aneel.

Tributos e Taxas

Encargos Setoriais

O setor elétrico brasileiro conta com uma ampla lista de encargos com o propósito de financiar certas políticas públicas pré-definidas. São eles:

CCC

A Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) é um encargo, pago por todas as concessionárias de distribuição e de transmissão, cujo objetivo último é subsidiar os custos anuais de geração em áreas ainda não integradas ao Sistema Interligado Nacional (SIN), ou seja, nos chamados sistemas elétricos isolados. Hoje, a CCC é gerida pela CCEE.

CDE

A Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) é um fundo setorial, hoje gerido financeira e operacionalmente pela CCEE, que visa, principalmente:

- (i) promover a universalização do serviço em todo o território nacional;
- (ii) conceder descontos tarifários a diversos usuários (de baixa renda, por exemplo);



(iii) custear a geração de energia nos sistemas elétricos isolados (CCC);

(iv) garantir a modicidade tarifária;

(v) pagar indenizações de concessões; e

(vi) promover a competitividade do carvão mineral nacional.

São fontes de recursos da CDE, essencialmente: os pagamentos anuais realizados a título de uso de bem público (UBP); os pagamentos de multas aplicadas pela Aneel; os pagamentos de quotas anuais efetuados pelos agentes que comercializem energia elétrica com o consumidor final; e transferências de recursos da União.

TFSEE

A Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) é devida pelos concessionários, permissionários e autorizados do setor elétrico e destina-se à cobertura do custeio das atividades da Aneel.

Proinfa

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (Proinfa) foi instituído com o objetivo de diversificar as fontes da matriz brasileira, incentivando a produção por meio de PCHs, usinas eólicas ou usinas termelétricas movidas a biomassa. O programa é custeado pelos consumidores finais do SIN, por intermédio das tarifas de uso dos

sistemas de transmissão e distribuição.

RGR

A quota anual da Reserva Global de Reversão (RGR) tem a finalidade de prover recursos para a reversão, encampação, expansão e melhoria dos serviços públicos de energia elétrica e é paga pelos (i) concessionários do serviço público de geração e de transmissão cujas concessões não tenham sido prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei nº 12.783/2013; (ii) concessionários do serviço público de transmissão cujas outorgas tenham sido licitadas antes de 12.09.2012.

ESS

Os Encargos de Serviços do Sistema (ESS) consistem nos custos decorrentes da manutenção da confiabilidade e da estabilidade do sistema no atendimento à demanda por energia no SIN. Este valor é pago por todos os agentes com medição de consumo registrada na CCEE.

CFURH

A Compensação Financeira pelo Uso de Recursos Hídricos (CFURH) foi instituída em benefício dos estados, Distrito Federal e municípios, como forma de compensação financeira pelo aproveitamento de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica e dos recursos minerais em seus respectivos territórios, plataformas continentais, mar territorial ou zona econômica exclusiva.



Os obrigados ao pagamento de tal compensação são os geradores de energia a partir do aproveitamento de potencial hidráulico. Todavia, estão isentos aqueles com capacidade instalada inferior a 10MW e PCHs (com exceção dos agentes cuja outorga for prorrogada nos termos da Lei nº 13.360/2016).

Contribuição ao ONS

A Contribuição ao ONS é um encargo pelos membros associados do ONS e que visa financiar as atividades do Operador.

P&D

O programa de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) tecnológico foi instituído para a arrecadação de valores para a inovação no sistema energético nacional. Não se trata propriamente de um encargo tarifário, mas de uma obrigação de investimento. Assim, as concessionárias de geração, distribuição e transmissão devem investir um percentual de suas receitas em pesquisa e desenvolvimento.

ERR

O Encargo de Energia de Reserva (ERR) foi criado com o objetivo de cobrir custos decorrentes da contratação de energia de reserva (contratada mediante leilões, para fins de aumentar a segurança do fornecimento no SIN), incluindo os custos administrativos, financeiros e tributários. O encargo é rateado entre todos os usuários do SIN.

Tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão

A Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) é paga pelos usuários da rede básica do SIN: geradoras, distribuidoras, consumidores e comercializadoras que importam ou exportam energia elétrica. Já a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) é paga por consumidores finais, centrais geradoras conectadas ao sistema e, eventualmente, distribuidoras ou permissionárias de distribuição conectadas em outros sistemas. A função dessas tarifas é, principalmente, remunerar as distribuidoras e transmissoras e financiar a conexão de todos os agentes envolvidos. Elas também são utilizadas, mediante componentes tarifários específicos, para recolher alguns encargos do setor elétrico.

Incentivos Tributários

O Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI) é um programa de benefícios fiscais para o agente que investe em infraestrutura, instituído pela Lei nº 11.488/2007. Aquele que solicita o benefício à Aneel pode receber descontos das contribuições sociais PIS/Pasep e COFINS, além de ter o prazo para pagamento de impostos e contribuições ampliado. Atualmente, o benefício é válido apenas para agentes de geração e transmissão de energia.

Além do REIDI, desde 2010, por meio da MP nº 517/2010, convertida na Lei nº 12.431/2011, o governo federal passou a conceder benefícios fiscais



para investidores que adquiram debêntures emitidas por companhias com o objetivo de financiar projetos de infraestrutura. O MME, seguindo regulação específica, declara quais são os projetos de infraestrutura elegíveis para o recebimento do benefício.

Perspectivas Futuras

Expansão do Setor Elétrico

A EPE elabora, a cada dois anos, o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), que consiste em uma avaliação indicativa das perspectivas de expansão do setor em um período de dez anos, sob o ponto de vista do governo federal. O último PDE disponível é o 2027.

As perspectivas para o setor elétrico são de aumento da carga do SIN de aproximadamente 2.963 MW médios, representando uma taxa média de 3,7% ao ano ao longo do período de estudo do plano.

A EPE também estima que o necessário crescimento da capacidade de geração deverá advir essencialmente de fontes renováveis, isto é, de usinas movidas a biomassa, solares, eólicas e de fonte hídrica. A empresa destaca, porém, que a matriz energética brasileira ainda poderá expandir-se mediante a utilização do gás natural, (que substituirá a oferta de termelétricas movidas a óleo diesel e combustível) e energia nuclear

(com o início da operação de Angra 3).

O estudo também destaca a importância que tecnologias de armazenamento podem representar para o sistema, mas faz a ressalva de que diversos aspectos da regulação ainda precisam ser aperfeiçoados para sua inclusão no parque gerador brasileiro.

Por fim, a EPE projeta investimentos de R\$ 21 bilhões em novas linhas de transmissão ainda não licitadas e a expansão de 55.240 km em linhas de transmissão até 2027, assim como o investimento de R\$ 17 bilhões em subestações (176.649 MVA em capacidade adicional de transformação) no período do plano.

Reformas do Setor Elétrico

Durante o governo do presidente Michel Temer, havia grande expectativa de que o setor elétrico sofreria reformas estruturais decorrentes das propostas da Consulta Pública do MME nº 33/2017, que objetivam a flexibilização do funcionamento e da estrutura do setor elétrico brasileiro, a realocação de custos entre os agentes e a adoção de medidas para destravar a atual judicialização do segmento.

No entanto, com o início de uma nova administração do governo federal em 2019 e a saída do Congresso Nacional de diversos parlamentares que eram protagonistas da reforma, não há como prever se tais mudanças



estruturais ocorrerão e, se sim, se será adotado o modelo proposto pela Consulta Pública nº 33/2017.

Apesar dessas incertezas quanto ao rumo das reformas do setor elétrico, as propostas da Consulta Pública nº 33/2017 foram incluídas no Projeto de Lei nº 1.917/2015 (“PL”), atualmente em tramitação no Congresso Nacional. Citem-se, exemplificativamente, as seguintes propostas do PL:

- Redução progressiva até 2028 dos critérios de carga mínima para participação de consumidores no ACL;
- Criação de um encargo para custear a sobrecontratação involuntária decorrente da migração de consumidores cativos de distribuidoras de energia elétrica para o mercado livre;
- Implantação de modelo de contratação de lastro separado da energia;
- Fim do regime de cotas e destinação de parte do valor estimado das concessões e autorizações das usinas hidrelétricas à CDE;
- Alteração de regras comerciais visando o máximo acoplamento entre formação do preço de curto prazo e o custo de operação do sistema;

- Racionalização de descontos tarifários; e
- Medidas que visam reduzir a judicialização do setor, em especial das questões envolvendo o risco hidrológico.

Além disso, está também na pauta do Congresso Nacional a privatização da Eletrobras. ■

ENERGIA ELÉTRICA POR MATTHEW D. KEEN

DIREITO COMPARADO BRASIL - CANADÁ





Introdução e Aspectos Gerais

O Canadá é um estado federativo, composto pelo governo federal canadense, dez governos provinciais e três governos “territoriais”. Dentro dessa estrutura, cada província tem poderes constitucionais para regulamentar a geração, a distribuição e o mercado de eletricidade dentro de suas fronteiras. Cada província canadense desenvolveu, portanto, uma estrutura regulatória e um mercado.

O governo federal tem autoridade reguladora sobre o comércio interprovincial e internacional, inclusive sobre a transmissão de eletricidade, regulamentada pelo Conselho Nacional de Energia. A maior parte dos fluxos provinciais de energia elétrica ocorre entre as províncias individuais e os mercados dos Estados Unidos – as vendas de eletricidade interprovincial não são significativas. Além disso, existe relativamente pouca regulamentação federal sobre as transmissões de eletricidade interprovincial, que também são poucas.

O Canadá é abençoado com recursos abundantes para a geração de energia que não produz emissões de gases de efeito estufa (principalmente a geração hidrelétrica). Em 2016, a energia hidrelétrica constituiu 59% da eletricidade total gerada pelo país, seguida pela geração de energia nuclear a 15%, energia a carvão a 9%, energia a gás/petróleo/outros a 10%, e energias renováveis não hidrelétricas a 7%¹. O Canadá é um dos maiores

exportadores de eletricidade do mundo e um dos maiores produtores de energia hidrelétrica.

Apesar dos significativos recursos de energia elétrica renovável do país, um dos maiores avanços atuais do mercado de eletricidade é o foco contínuo e crescente no desenvolvimento de recursos renováveis em face da mudança climática. No Canadá, como em outros lugares, os governos estão tomando medidas firmes para aumentar a participação da geração de energia renovável nos diversos tipos de fornecimento de cada província, como componente importante dos esforços para cumprir as metas de redução de emissões do Acordo de Paris. Os críticos dessas políticas afirmam que os governos canadenses abandonaram as políticas tributariamente prudentes, favorecendo a busca acelerada por baixas emissões de gases de efeito estufa, e resultando em custos para os contribuintes e aumento dos preços da energia.

Um problema constante para os operadores de eletricidade do Canadá, à medida que desenvolvem novos projetos, é a garantia dos direitos de seus povos indígenas, cujos territórios tradicionais podem ser afetados pelo desenvolvimento da infraestrutura. De acordo com a Constituição do Canadá, os tribunais decidiram que o país deve consultar e acomodar os povos indígenas no que diz respeito a medidas do governo que possam interferir em seus direitos, mesmo que esses direitos ainda não tenham sido comprovados ou reconhecidos.

¹ <https://www.nrcan.gc.ca/energy/facts/electricity/20068>



No contexto de grandes projetos de infraestrutura, o governo canadense só pode permitir que os projetos avancem se os povos indígenas potencialmente afetados forem consultados e, se necessário, acomodados para evitar eventuais impactos. Os tribunais examinaram este dever à luz da recente adoção, pelo Canadá, da Declaração das Nações Unidas sobre os Direitos dos Povos Indígenas (UNDRIP, na sigla em inglês).

Embora, na prática, os aspectos de consulta e acomodação tenham sido deixados para os proponentes do projeto, vários grandes projetos de energia foram postergados ou cancelados nos últimos anos porque as autoridades do governo deixaram de dar o devido cumprimento ao seu dever de consulta. A capacidade de construir uma grande infraestrutura de eletricidade no futuro pode ser prejudicada por essa mudança, e projetos atuais continuam a ser alvo de litígio.

Definição de preço

Normalmente, as tarifas de energia elétrica são definidas por órgãos reguladores nas províncias canadenses, embora várias delas tenham estabelecido estruturas de mercado competitivas. É comum na América do Norte e em algumas outras jurisdições a fixação de tarifas por parte das autoridades reguladoras na tentativa de proporcionar o ambiente que o processo de mercado competitivo produziria sem os efeitos naturais de um monopólio.

As autoridades reguladoras canadenses normalmente adotam um critério “justo e moderado” para as tarifas, para equilibrar os interesses tanto dos proprietários de concessionárias quanto dos consumidores. Embora o critério “justo e moderado” esteja bem estabelecido na lei de serviços públicos do país, os órgãos reguladores geralmente gozam de ampla discricionariedade para calcular o que seria a tarifa justa e moderada.

Em regimes de “custo de serviço” padronizados, as empresas de serviços públicos são obrigadas a enviar solicitações de aprovação de tarifa. Nesse processo, as concessionárias encaminham as provas dos custos por elas incorridos na prestação de serviços, o que inclui a contabilização dos custos de capital depreciados, os custos esperados de capital dos projetos previstos e as despesas operacionais das concessionárias, além do custo de capital. Este último normalmente inclui uma taxa de retorno sobre o patrimônio investido do acionista, ou seja, uma margem de lucro justa que o investidor esperaria de um negócio equivalente.

Por meio desses processos de solicitação junto ao órgão regulador, os consumidores e outras partes interessadas têm a oportunidade de intervir e de contestar a proposta do proprietário da concessionária. O órgão regulador avalia a coerência das estimativas da concessionária ou, em alguns casos, os custos anteriormente incorridos, e então fixa uma tarifa que permite à concessionária recuperar suas despesas e o capital investido, bem como receber um retorno aceitável sobre seu capital.



Ainda de modo semelhante a outras jurisdições norte-americanas, os reguladores de eletricidade no Canadá são normalmente tribunais que têm funções “equivalentes às judiciais” (*quasi-judicial*). Esses órgãos geralmente exercem seus poderes por meio de instrumentos de política pública (como códigos, regulamentos e decisões genéricas), de poder de concessão de licença e de decisões individuais.

Os tribunais muitas vezes estão sujeitos a recursos judiciais. Em muitas jurisdições, o direito de recorrer não é automático e demanda permissão do tribunal. Os tribunais canadenses, de modo geral, recebem muito bem as decisões dos órgãos reguladores, especialmente em questões factuais ou questões de perícia técnica que conjugam a política econômica com outras considerações de fixação de tarifas.

Gestão e Controle

Mercados de eletricidade provinciais

Algumas províncias têm mercados de eletricidade integrados verticalmente, nos quais grandes provedores de monopólio de serviços agrupados (incluindo geração, transmissão e distribuição de eletricidade) dominam o mercado. Em muitas províncias verticalmente integradas, o grande fornecedor de eletricidade é uma empresa de propriedade da própria província. No Canadá, essas empresas de propriedade do governo são chamadas de “empresas da Coroa”, ou “empresas públicas”. Outras

províncias criaram mercados competitivos em que entidades diferentes fornecem serviços, tanto agregados como não agregados. Em mercados competitivos, os preços são menos rigorosamente regulamentados, uma vez que ali se presume que as forças do mercado protegem os consumidores.

A seguir, é dada uma visão geral dos quatro maiores mercados provinciais de eletricidade do Canadá: Alberta, British Columbia (BC), Quebec e Ontário.

Alberta e seu mercado de eletricidade desregulamentado

A eletricidade em Alberta é único no contexto canadense devido à abundância de petróleo, gás e carvão da região. Como a indústria de petróleo e gás é um considerável consumidor de eletricidade, há mais consumo industrial que em muitas outras jurisdições. Além disso, os combustíveis de carvão e gás natural são atualmente responsáveis por aproximadamente 87% da geração de energia no mercado de eletricidade da província. No entanto, de acordo com o Plano de Liderança Climática de Alberta, até 2030 toda a poluição da região advinda de eletricidade a carvão será eliminada e 30% da eletricidade de Alberta será proveniente de fontes renováveis.

(i) Produtores

Alberta desregulamentou seu mercado de eletricidade verticalmente integrado em 1996. Administrado pelo Operador do Sistema Elétrico de



Alberta (AESO), atualmente o mercado de eletricidade é por atacado, somente de energia, o que significa que os geradores são pagos apenas por sua produção real. De acordo com a lei, todos os geradores de eletricidade de Alberta devem realizar a comercialização no conjunto de energia do mercado de eletricidade por hora, com exceção da geração “por trás do muro” e da geração vendida e usada dentro de um determinado “sistema industrial”. Caso contrário, o AESO despacha os geradores de acordo com uma ordem de mérito baseada nas ofertas de menor preço. A geração renovável é atualmente despachada em CAD\$ 0 e é uma “tomadora de preço”.

De acordo com o Plano de Liderança Climática, o AESO está atualmente administrando várias rodadas de aquisições renováveis para suprir o esgotamento do carvão (o Programa de Eletricidade Renovável, ou REP, na sigla em inglês para *Renewable Electricity Program*). Essas aquisições apoiam geradores renováveis no mercado por meio de “contratos por diferenças”. Uma recente rodada do REP exigiu participação acionária indígena nas empresas do projeto que receberam um contrato de suporte.

Para apoiar essa geração no mercado, o AESO também está atualmente estabelecendo um mercado de capacidade onde a geração de eletricidade despachável (que se espera seja principalmente a gás) será adquirida competitivamente para garantir que haja geração suficiente para atender às necessidades da província.

(ii) Agentes Reguladores

A Autoridade de Fiscalização do Mercado (MSA, na sigla em inglês para *Market Surveillance Administrator*) monitora os mercados de eletricidade e gás natural de Alberta para garantir que eles sejam operados em prol do interesse público e de forma justa, equilibrada, eficiente e abertamente competitiva.

Qualquer empresa ou residência que utilize menos de 250.000 kWh por ano pode optar por pagar a tarifa regulamentada. Essa tarifa é conhecida como RRO (sigla em inglês para *Regulated Rate Option*, ou Opção de Tarifa Regulamentada). As RRO e de varejistas regulamentados são estabelecidas pela Comissão de Serviços Públicos de Alberta (AUC, na sigla para *Alberta Utilities Commission*) mensalmente, de acordo com as previsões de oferta e demanda. A AUC regulamenta os serviços públicos de eletricidade, gás e água de propriedade de investidores de Alberta e de algumas concessionárias elétricas de propriedade municipal, além de também examinar impugnações e questões levantadas por ou contra o AESO ou a MSA.

Os custos de transmissão cobrados pelos proprietários das instalações de transmissão (TFOs, na sigla em inglês para *Transmission Facility Owners*) também são definidos pela AUC. Os TFOs constroem, operam e mantêm o sistema de transmissão dentro de seus territórios de serviço e são obrigados por lei a fornecer o uso do sistema ao AESO. O AESO fica então



responsável pelo acesso ao sistema e coordena a operação segura, confiável e econômica de transmissão interconectada como um todo. O AESO paga as tarifas dos TFOs, que são acumuladas com os próprios custos do AESO e recuperadas através da imposição de uma tarifa de transmissão, paga pelos usuários do sistema. Cada tarifa deve ser aprovada pela AUC.

O sistema de distribuição em Alberta também permanece regulamentado e as tarifas de distribuição exigem a aprovação da AUC. A maioria dos sistemas de distribuição opera de acordo com a “regulamentação baseada em desempenho”, em que o custo padrão dos registros de serviços descritos acima foi substituído por termos de cinco anos, sendo as tarifas estabelecidas de acordo com uma fórmula baseada em incentivos. Teoricamente, como essas tarifas são estabelecidas por uma fórmula e não devem exigir que processos regulatórios significativos sejam determinados anualmente, o resultado é a economia regulatória.

British Columbia e Quebec: gigantes da energia hidrelétrica

BC e Quebec têm ambientes de eletricidade semelhantes, tendo cada qual uma empresa hidrelétrica pública, dominante e verticalmente integrada, como prestadora de serviços públicos central.

(i) British Columbia

Aproximadamente 98% da eletricidade de BC tem sua geração baseada em recursos renováveis. Em 2016, cerca de 88% da eletricidade gerada por

BC adveio de energia hidrelétrica.²

Criada em 1961 a partir de entidades privadas já existentes, a BC Hydro é agora uma subsidiária integral da província. Ao mesmo tempo em que fornece aproximadamente 95% da eletricidade, aproximadamente um terço de sua geração foi adquirido de Produtores Independentes de Energia (IPPs, na sigla em inglês para *Independent Power Producers*) nos termos de contratos de compra-e-venda de eletricidade de longo prazo assinados durante os últimos 15 anos. Os IPPs são normalmente obrigados a fornecer energia a partir de fontes renováveis, e as altas tarifas que a BC Hydro paga com base nesses contratos em relação ao mercado à vista tornaram-se uma crítica frequente à decisão política de aquisição de IPPs.

Um projeto polêmico de infraestrutura atual de BC Hydro é a barragem do Site C. A construção começou em 2015 e está prevista para terminar em 2024. Estima-se que custará mais de CAD\$ 9 bilhões, tornando-se um dos projetos de infraestrutura mais caros da história da província. Quando terminada, a barragem está prevista para fornecer uma capacidade de pico de aproximadamente 1.145 megawatts ou 5.286 GWh anuais de eletricidade.

Além de seu custo, o projeto do Site C é polêmico porque alguns grupos indígenas locais argumentam que viola direitos previstos em tratado e que as questões a ele relacionadas não foram adequadamente tratadas.

² <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/sttstc/lctrct/rprt/2017cndrnwblpwr/prvnc/bc-eng.html>



A inundação da represa afetará de fato o exercício dos direitos previstos em tratado e inundará certos sítios arqueológicos e culturais. Em 14 de dezembro de 2018, o comitê antidiscriminação da Organização das Nações Unidas (ONU) enviou uma carta aberta ao embaixador canadense declarando que o Site C pode violar acordos internacionais, causando danos permanentes e irreversíveis a essas terras tradicionais.

A BC Hydro e outras empresas de serviços públicos da província são regulamentadas pela Comissão de Serviços Públicos da Colúmbia Britânica (BCUC, na sigla em inglês para *British Columbia Utilities Commission*). Normalmente, esta última avalia os pedidos de tarifas das entidades regulamentadas, os planos de construção de novas instalações e a emissão de títulos. No entanto, nos últimos anos, o governo isentou muitos dos principais projetos da BC Hydro, inclusive a barragem Site C, da avaliação da BCUC. Ao mesmo tempo, o governo também controlou as tarifas da BC Hydro em vez de submetê-las a revisão pelo BCUC. O governo espera uma volta aos processos “padrão” da BCUC ainda em 2019.

(ii) Quebec

Quebec usa e produz mais eletricidade do que qualquer outra província canadense. Assim como na BC, a grande maioria da energia de Quebec vem da geração de eletricidade hidrelétrica (95%). Embora a região já tenha operado uma usina nuclear, ela suspendeu a geração de energia em 2012 e está sendo desativada.

Criada em 1944, quando o governo de Quebec também adquiriu várias empresas privadas de geração de eletricidade, a Hydro-Quebec é a empresa de geração, transmissão e distribuição, em regime de monopólio, e uma das maiores empresas de eletricidade do Canadá. A *Régie de l'énergie* é o agente regulador de eletricidade da Hydro Québec e trata de questões como a regulamentação do custo do serviço, o acesso aberto ao sistema de transmissão e a proteção do consumidor.

As instalações hidrelétricas herdadas de Quebec resultaram em tarifas de eletricidade relativamente baixas, que por sua vez despertaram recente interesse significativo por parte de grandes empresas de criptomoeda, por exemplo. A frota de Quebec tem sido polêmica ao longo dos anos. Alguns projetos importantes prosseguiram somente após um acordo histórico com grupos indígenas no norte, após décadas de litígios (conhecido como a “paz dos destemidos”). Em outro caso, a Suprema Corte do Canadá decidiu vários processos judiciais entre as províncias de Quebec e Newfoundland sobre a barragem de Churchill Falls, construída com assistência significativa da Hydro-Quebec, e Quebec agora tem o direito de comprar energia a tarifas bem abaixo dos preços de mercado. Newfoundland tem contestado reiteradamente a validade do contrato com a Hydro-Quebec, afirmando que os lucros que vão para a empresa são inconcebíveis e fruto de negociações irregulares. Esta alegação foi rejeitada pelo Supremo Tribunal do Canadá no final de 2018.

Recentemente, a Hydro-Quebec comentou publicamente que possui um



excedente de energia e que está empenhada em exportar ainda mais energia hidrelétrica para os mercados do Nordeste dos EUA.

Ontário: uma mistura diversificada

Ontário conta com uma série de fontes de energia elétrica, sendo que mais de 50% delas advêm de instalações de geração nuclear, e grandes quantidades são provenientes também de energia a gás, hidrelétrica e eólica. Embora em 2003 um quarto de toda a eletricidade gerada na província tenha vindo do carvão, Ontário eliminou totalmente esse tipo de geração em 2014.

(i) Produtores

Em 1998, Ontário separou os serviços de transmissão, geração e distribuição e, em 2002, introduziu mercados atacadistas e varejistas totalmente competitivos. Contudo, essa desregulamentação em larga escala durou pouco. Devido a uma confluência de fatores que levaram a uma redução na oferta interna e a um aumento na demanda, os preços da eletricidade subiram rapidamente após a desregulamentação. Em dezembro de 2002, a província aprovou a Lei de Preços, Conservação e Fornecimento de Eletricidade de 2002, S.O. 2002, c. 23, que limitou os preços da eletricidade no varejo e congelou as tarifas de transmissão e distribuição.

Atualmente, Ontário opera sob uma estrutura híbrida, em que existe uma concorrência simbólica no atacado e no varejo, mas uma grande

quantidade de geração permanece regulamentada ou sujeita a limites de preços, subsídios, geração de carga de base regulada por tarifas e outras políticas. Por algum tempo, a província adquiriu diretamente quantidades significativas de energia eólica e solar, tanto a partir de projetos específicos como por meio de tarifas especiais (*feed-in tariff*). Porém, essas políticas foram encerradas em 2018, com a eleição do atual governo.

A Ontario Power Generation (OPG) é uma empresa pública que tem cerca de 50% da capacidade de geração na província (incluindo instalações nucleares, hidrelétricas, eólicas, de gás e biomassa). Em 2017, aproximadamente 55% da geração total de energia da OPG foi proveniente de instalações de geração nuclear. No entanto, esse valor é uma porcentagem extraordinariamente pequena, considerando-se a proporção geral de eletricidade gerada por energia nuclear da OPG. Uma das maiores instalações nucleares da empresa (a instalação de Darlington) foi parcialmente desativada em 2016 para reforma e reparo de infraestrutura, o que levou a uma perda de capacidade de geração de 4,9 TWh. O custo estimado dessa reforma é de CAD\$ 12,8 bilhões.

A outra grande empresa no mercado de eletricidade é a Hydro One, que é a proprietária e operadora tanto da rede de transmissão provincial quanto da maior rede de distribuição de Ontário. Embora a Hydro One seja uma subsidiária integral da província, em 2015 o governo começou a vender uma parcela significativa de sua participação na empresa. Com a conclusão das ofertas públicas até o momento, Ontário detém 49,9% das ações ordinárias



Initiative), que é uma forma de resposta à demanda que permite que determinados consumidores e participantes gerenciem seus custos de Ajuste Global reduzindo a demanda durante períodos de pico. Quem participa da ICI paga o Ajuste Global com base em sua contribuição percentual nas cinco horas de maior demanda de Ontário durante um período base de 12 meses. A elegibilidade para participar da ICI depende tanto da natureza da empresa do consumidor como da demanda de pico média mensal.

(ii) Agentes Reguladores

De acordo com a Lei do Conselho de Energia de Ontário, de 1998, S.O. 1998, c. 15, todos os geradores, transmissores, distribuidores e varejistas de eletricidade, além de algumas instalações de armazenamento de energia, devem ser licenciados pelo Conselho de Energia de Ontário (OEB, na sigla em inglês) e aderir aos seus códigos regulamentares editados (por exemplo: Código do Sistema de Distribuição, Código do Sistema de Transmissão, Código de Liquidação do Varejo, Código de Relacionamentos de Afiliados etc). Esses códigos contêm requisitos regulamentares detalhados não definidos em lei ou regulamento.

O OEB disciplina todos os participantes do mercado de eletricidade, inclusive a Hydro One, a OPG e a IESO. O OEB também monitora os mercados no setor elétrico e repassa ao ministro de Energia informações sobre a eficiência, a lealdade e transparência, além da competitividade dos mercados, informando ainda sobre eventual abuso ou potencial abuso

de poder de mercado. O Conselho pode ser solicitado a rever as regras do mercado e considerar recursos de pedidos da IESO. O OEB também regulamenta as concessionárias de gás natural.

A IESO vende contratos de direitos de transmissão mensalmente por meio de um processo de leilão. Os contratos dão direito ao proprietário a um pagamento se o preço da energia em Ontário for diferente do preço em uma zona *intertie* (ou seja, aquelas linhas de transmissão que ligam a província a jurisdições vizinhas). Os direitos de transmissão são vendidos a longo ou a curto prazo, sendo os de longo prazo válidos por um ano e os de curto, por um mês. Os contratos operam como derivativos e são regulamentados como valores mobiliários. O mercado criado por esse tipo de leilão permite que os participantes reduzam os riscos de custo associados ao congestionamento da transmissão e à volatilidade dos preços.

A partir de 2009, Ontário implementou um programa de tarifas especiais (*feed-in*) (FIT, na sigla para *feed-in tariff*) que concedeu aos produtores de energia renovável contratos de longo prazo, com tarifas muitas vezes mais altas do que o valor justo de mercado. O governo encerrou o programa FIT em 1º de janeiro de 2017, alegando como motivos o aumento de custos e a retirada de incentivos competitivos para produtores de energia renovável. Além disso, em julho de 2018, o recém-eleito Governo Conservador Progressivo de Ontário cancelou 758 contratos de energia limpa que estavam em estágio inicial, e anteriormente outorgados no âmbito do programa, marcando uma mudança de direção na abordagem no que tange a projetos do setor.



da Hydro One e arrecadou aproximadamente CAD\$ 9 bilhões em recursos brutos das vendas no total.

Além da rede de distribuição da Hydro One, existem aproximadamente 70 empresas de distribuição locais menores que operam e possuem redes de distribuição na região. Esse número caiu significativamente a partir do final da década de 1990, quando mais de 300 entidades prestavam serviços de distribuição em Ontário. A mudança reflete uma tendência de consolidação maior no mercado, que resultou em melhor relação custo-benefício operacional e regulatória.

A Operadora do Sistema Independente de Eletricidade (*Independent Electricity System Operator* - IESO, na sigla em inglês) é a empresa pública responsável por operar o mercado de eletricidade da província, como é o caso da AESO em Alberta. Para participar de qualquer um dos mercados administrados pela IESO em Ontário, uma empresa deve primeiro se inscrever e pagar uma taxa. Quando atender a todos os requisitos, a IESO autorizará a empresa como “participante do mercado”.

Em Ontário, os consumidores residenciais e de baixo volume podem comprar energia de varejistas competitivos ou pagar um preço padrão transferido por sua empresa de distribuição local. Esse preço padrão é periodicamente “suavizado” pela autoridade reguladora para reduzir a volatilidade. Os preços suavizados são chamados de Plano de Preços Regulamentados (RPP, na sigla em inglês para *Regulated Price Plan*).

Uma iniciativa inovadora adotada pelo Conselho de Energia de Ontário (OEB, na sigla em inglês para *Ontario Energy Board*) no âmbito do RPP é o tempo de uso (TOU, na sigla para *Time of Use*) e tarifas diferenciadas para consumidores residenciais e de menos uso. As tarifas de TOU foram criadas em 2006 e cobram dos consumidores valores diferentes de medidores inteligentes durante horários de pico e fora de pico de uso de eletricidade (tarifas mais altas e mais baixas, respectivamente) – os consumidores de medidores inteligentes não são cobrados apenas pela quantidade de eletricidade que usam, mas por quando usam.

Os consumidores sem medidores inteligentes são tarifados em patamares, tendo determinados valores até certo número de KWh, seguidas de tarifas de uso mais altas acima desse valor. Consumidores de médio e grande porte (com demanda de pico de 50 KWh ou mais) pagam o preço de atacado padronizado da eletricidade, conforme determinado pelo mercado em tempo real operado pela IESO.

Um componente significativo dos custos de eletricidade cobrados de todos os consumidores de eletricidade em Ontário é composto pelo Ajuste Global, que leva em conta as diferenças entre o preço de mercado da energia e as tarifas pagas aos geradores regulamentados e contratados, bem como os programas de conservação e gerenciamento de demanda.

Alguns consumidores em Ontário têm o direito de participar da iniciativa de conservação industrial (ICI, na sigla em inglês para *Industrial Conservation*



Newfoundland e Manitoba: projetos hídricos polêmicos recentes

O aumento dos custos dos dois projetos a seguir, atualmente em construção nas províncias de Newfoundland e Manitoba, atraiu significativa atenção do público nos últimos anos. Esses empreendimentos, em parte, motivaram uma investigação regulatória sobre o Site C de British Columbia antes de o governo confirmar que deveria prosseguir.

(i) Muskrat Falls, Newfoundland

Após o desenvolvimento das instalações de Churchill Falls, a província de Newfoundland desenvolveu outra instalação no mesmo rio, Muskrat Falls. Seu valor projetado já está em CAD\$ 12,7 bilhões, o dobro do que foi originalmente estimado. Esses custos contribuíram significativamente para o aumento do preço da eletricidade prevista em Newfoundland, que também deverá duplicar nos próximos anos. Uma investigação pública está agora analisando o motivo do aumento dos custos de Muskrat Falls. Houve também protestos, ocupações em canteiros de obras e impugnações judiciais por várias comunidades indígenas preocupadas com a possível contaminação ambiental de suas hidrovias. Nenhuma das impugnações foi acolhida, embora alguns governos indígenas tenham concordado em apoiar o projeto.

(ii) Keeyask Dam, Manitoba

A província de Manitoba começou a construção da usina de Keeyask em 2014. Os povos indígenas locais apoiam o projeto, que está programado

para ser concluído em 2019, quando se espera que produza uma média de 4.400 GWh por ano. No entanto, assim como em Muskrat Falls, o projeto teve custos inesperados significativos. Embora se esperasse originalmente que tivesse o valor de CAD\$ 9,8 bilhões, a última estimativa é que pode chegar a quase CAD\$ 14 bilhões.

Perspectivas Futuras

Em suma, as diversas províncias do Canadá têm mercados de eletricidade que variam muito, tanto em termos de produção quanto de regulamentação de energia. Os principais mercados também estão em um período de rápidas mudanças, cada qual respondendo às pressões geradas pela política de mudança climática. Quebec já está 95% limpo. O desejo de British Columbia de eletrificar a indústria e reduzir o consumo de hidrocarbonetos fundamenta as decisões do governo no sentido de reinvestir na grande geração hidrelétrica. Um raciocínio semelhante embasa as reformas nucleares do passado recente e as decisões sobre aquisições renováveis de Ontário.

Da mesma forma, a determinação de Alberta de limitar sua produção de carbono é a razão pela qual está substituindo sua frota de carvão de base por eletricidade renovável, que conta com o apoio de um mercado de capacidade e (provavelmente) geração a gás. Até 2030, de uma forma ou de outra, o Canadá terá uma geração de eletricidade significativa, novos cenários regulatórios e uma pegada de carbono ainda menor. ■



Legislação de Referência

Leis do Brasil:

- Lei nº 8.031/1990
- Lei nº 8.987/1995
- Lei nº 9.074/1995
- Lei nº 9.427/1996
- Lei nº 10.438/2002
- Lei nº 10.848/2004 e Decreto nº 5.163/2004
- Lei nº 11.488/ 2007
- Lei nº 12.431/2011
- Lei nº 12.783/2013
- Lei nº 13.360/2016

Leis do Canadá:

A regulamentação e legislação varia de acordo com o que determina cada província, como em Ontário, com a Lei do Conselho de Energia de Ontário, de 1998, S.O. 1998, c. 15

ULHÔA CANTO
ADVOGADOS

ULHÔA CANTO ADVOGADOS

Alberto Büll, Felipe Zaratini
Av. Brigadeiro Faria Lima, 1847
01452-001 • São Paulo • SP
Tels: 55 11 3066-3066
Email: ucrfsp@ulhoacanto.com.br
Site: www.ulhoacanto.com.br

NORTON ROSE
FULBRIGHT

NORTON ROSE FULBRIGHT

Matthew D. Keen
510 West Georgia Street
V6B 0M3 - Vancouver British Columbia – Canada
Tel: +1 (604) 641-4913
Email: matthew.keen@nortonrosefulbright.com
Site: www.nortonrosefulbright.com



CÂMARA DE COMÉRCIO BRASIL-CANADÁ (CCBC)

Rua do Rocio, 220 cj 121, 12° andar
04552-000 • São Paulo • SP • Brasil
Tel: +55 11 4058 0400
Site: www.ccbc.org.br



BRAZIL-CANADA CHAMBER OF COMMERCE (BCCC)

401 Bay Street, Suite 1600
M5H 2Y4 • Toronto, ON • Canada
Tel: +1 416 646 6770
Site: www.brazcanchamber.org

DIREITO COMPARADO BRASIL-CANADÁ

Realização: Comissão de Assuntos Jurídicos da CCBC (CAJ-CCBC)
Coordenação: Renata Silveira
Produção e Edição: Cangerana Comunicação
Jornalista responsável: Estela Cangerana (MTb 28.180)
Tradução: Traduz Direito
Direção de Arte: Graziela Raucci
Assistente de Arte: Renata Ribeiro de Almeida