



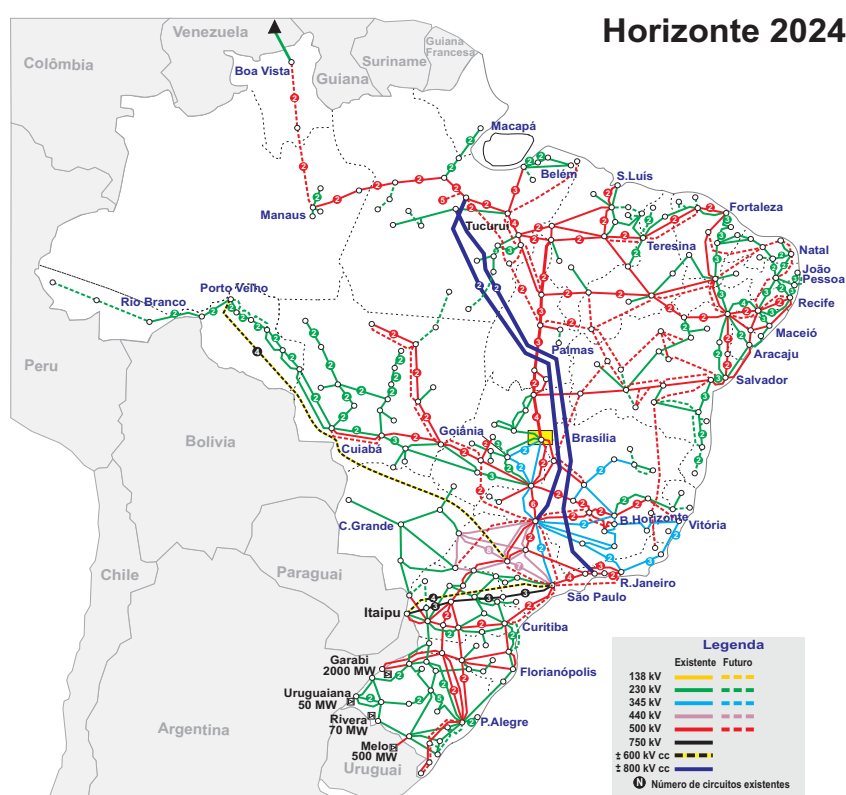
# A disciplina jurídica da indústria elétrica

Gustavo Kaercher Loureiro

As compreensões e opiniões expressas neste artigo são de responsabilidade exclusiva dos autores, não refletindo necessariamente a opinião da FGV ou a posição das instituições às quais estejam vinculados.

## INTRODUÇÃO

O sistema elétrico brasileiro possui dimensões continentais. À parte alguns sistemas isolados localizados sobretudo na Região Norte<sup>1</sup>, o Sistema Interligado Nacional – SIN ostent capacidade instalada de 164.620 MW, distribuída entre cerca de 632 usinas de diferentes fontes, dimensões e configurações, espalhadas em todas as regiões do território nacional. Sua principal malha de transporte (a Rede Básica, cf. Capítulo 3), possui cerca de 141.756 km, com tensões que variam entre 230 e 800 kV, e conectam aproximadamente 40 empresas de distribuição espalhadas pelo território nacional<sup>2</sup>. Em 2019, o consumo total de energia elétrica foi de 482.085 GWh (crescimento de 1,4% em comparação com o ano anterior).



SIN - fonte: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>

Atualmente, a indústria da eletricidade é regulada por inúmeras leis, decretos e atos administrativos de diferentes entes dotados de competências setoriais, todos eles da esfera federal. No Brasil, a União

\* Esse texto é a versão em português de texto em inglês ainda não finalizado, preparado pelo autor para a coletânea da Editora Kluwer, intitulada *IEL Energy Law*. Trata-se de um *working paper* de divulgação autorizado pela editora.

<sup>1</sup> A disciplina jurídica desses sistemas isolados é regida pela Lei 12.111/2009 e não será tratada aqui.

<sup>2</sup> Dados de julho de 2020, disponíveis em <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>.

Federal possui competência normativa e material exclusiva sobre a indústria elétrica, por expressas disposições constitucionais<sup>3</sup>.

Nem sempre foi assim, porém.

### Desenvolvimento histórico da regulação da energia elétrica no Brasil<sup>4</sup>

A indústria elétrica instalou-se no Brasil ainda no final do século XIX e passou as primeiras três décadas do século XX sob a regulação casuística dos contratos celebrados entre as companhias de eletricidade e as municipalidades. Apenas em 1934 a indústria teve seu primeiro grande diploma normativo, editado pela União Federal: o Decreto 24.643/1934, o *Código de Águas*. Ao longo de cerca de 70 artigos, o Código pretendeu tratar de todas as fases da indústria, embora tivesse como preocupação central a exploração do aproveitamento da água para geração de energia elétrica. De declarada inspiração norte-americana no plano da regulação econômico-financeira do serviço (*cost service regulation*, art. 178 e segs.) adotou ele, por outro lado, o modelo francês (*concession de service public*) para disciplinar o regime de outorga e de bens (outorga do direito de explorar o potencial hidráulico por concessão e reversão das instalações ao poder público, ao cabo de 30 anos, art. 157). Ao longo dos anos, o Código de Águas foi sendo regulamentado e detalhado por atos normativos federais pontuais, num crescente processo de centralização da regulação da indústria. Ele ganhou desenvolvimento orgânico e completo em 1957, com a edição do Decreto 41.019/1957, um verdadeiro código (exclusivo) da indústria elétrica. Esse arranjo normativo incidiu sobretudo em empresas de capital privado, verticalizadas e titulares de sistemas elétricos isolados.

A partir da segunda metade da década de 50 do século passado, a indústria começou a sofrer transformações técnicas, institucionais e jurídicas relevantes. No plano técnico, intensificou-se a exploração de potenciais hidráulicos, por meio de usinas de maior porte e conectadas a sistemas que começavam a se integrar, sobretudo nas áreas de maior desenvolvimento econômico do país (a região Sudeste, em especial). No plano institucional, assistiu-se ao incremento da presença estatal direta, seja por meio de encampação de empresas privadas, seja por meio de constituição de empresas estatais. Este arranjo público/privado foi caracterizado como um “pacto de clivagem<sup>5</sup>”: os estados da Federação passaram a integrar e operar os sistemas de distribuição de seus territórios e a expandir a geração e

---

<sup>3</sup> “Art. 21. Compete à União: XII - explorar, diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão: (...) b) os serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos de água, em articulação com os Estados onde se situam os potenciais hidroenergéticos; (...)”

“Art. 22. Compete privativamente à União legislar sobre: (...); IV - águas, energia, informática, telecomunicações e radiodifusão; (...)” Ver também art. 176 da Constituição (reproduzido mais à frente).

Sobre a caracterização dos serviços de energia elétrica como *atividade constitucional reservada*, v. Gustavo Kaercher Loureiro, *Instituições de Direito da Energia Elétrica* Vol. I, 2ª ed., Quartier Latin, São Paulo, 2021.

<sup>4</sup> Para mais detalhes, KAERCHER LOUREIRO, Gustavo, *Instituições de Direito da Energia Elétrica - Volume I*, 2a. ed. São Paulo: Quartier Latin, 2021, Parte III (“A Disciplina Jurídica da Indústria Elétrica em Perspectiva Histórica”).

<sup>5</sup> DE CASTRO, Nivalde, O Pacto da Clivagem No Setor de Energia Elétrica do Brasil: 1945-1962, in: **Anais do 1o Seminário Nacional de História da Energia Eletropaulo**, [s.l.: s.n.], 1986.

transmissão de caráter regional, enquanto que a União Federal assumiu as tarefas de regulação da indústria e também a construção de usinas (hidrelétricas, sobretudo) de maior porte, com as redes de transmissão associadas, de interesse supra-regional. A partir da Companhia Hidrelétrica do São Francisco – CHESF, modelada nos termos da *Tennessee Valley Authority*, criada em 1945 - a União organizou, em 1961 (Lei 3.890-A), a *holding* Eletrobrás, controladora das quatro grandes companhias federais, a já referida Chesf (Região Nordeste), Furnas (1965, Região Sudeste), Eletronorte (1973, Região Norte) e Eletrosul (1968, Região Sul). São ainda deste período a concepção e construção da usina binacional de Itaipu (regulamentada, no lado brasileiro, pela Lei 5.899/1973), das usinas nucleares de Angra I e Angra II, além da concepção e a formação do Sistema Interligado Nacional que seria operado de maneira centralizada, nos termos do importante “Código de Operação”, o Decreto 73.102/1973.

Por força de inúmeras circunstâncias, esse modelo estatal (estadual/federal) de gestão e expansão da indústria elétrica encontrou dificuldades de se manter já a partir de meados dos anos 80 do século passado<sup>6</sup> e entrou em colapso nos primeiros anos da década sucessiva. Como tentativa de solucionar ou, pelo menos, equacionar os graves problemas de fluxos econômicos intra-setoriais, a Lei 8.631/1993 procurou organizar as relações contratuais entre as diversas empresas, sem, porém, conseguir evitar o declínio do modelo.

Em razão dessa realidade de crise econômica e dos movimentos de reforma setorial que começavam a surgir em alguns países – e que iam na direção de uma organização competitiva da indústria e de privatização de empresas elétricas – o setor elétrico brasileiro foi objeto de um amplo programa de privatizações que ocorreu em paralelo à uma profunda reforma legal, introduzida de modo fragmentado, por meio de vários diplomas normativos que estabeleceram medidas tendentes à instaurar a competição em diversos segmentos da indústria.

Entre 1995 e 1998, várias leis e regulamentos foram aprovados (Leis 9.074/1995, 9.427/1996, 9.648/1998, Decretos 2003/1996, 2.355/1997, 2.655/1998, dentre outros). Esse conjunto de propostas e normas, identificados em conjunto como os frutos do “Projeto RESEB<sup>7</sup>”, introduziu as seguintes novidades no ordenamento setorial: criação da figura do Produtor Independente de Energia - PIE (arts. 11 e 12 da Lei 9.074/1995) e do consumidor livre (arts. 15 e 16 da Lei 9.074/1995); o estabelecimento do livre acesso às redes de transmissão e distribuição (art. 15, § 6º da Lei 9.074/1995); a constituição da Rede Básica que seria disponibilizada ao Operador Nacional do Sistema (arts. 17 e segs. da Lei 9.074/1995); a criação da agência reguladora – ANEEL (Lei 9.427/1996); a introdução do modelo de *price cap regulation* para as relações de fornecimento de

---

<sup>6</sup> Para as causas da *débâcle* econômica, v. DIAS, Renato Feliciano *et al*, **Panorama do setor de energia elétrica no Brasil**, Rio de Janeiro: Centro da Memória da Eletricidade no Brasil, 1988.

<sup>7</sup> Para a formulação deste mpvp modelo da indústria, o governo federal contratou a consultoria inglesa *Coopers & Lybrand* que produziu inúmeros diagnósticos e propostas, nem todos inteiramente acatados. Para uma síntese, v. [http://www.consultaesic.cgu.gov.br/busca/dados/Lists/Pedido/Attachments/453346/PEDIDO\\_Proj\\_RESEB.PDF](http://www.consultaesic.cgu.gov.br/busca/dados/Lists/Pedido/Attachments/453346/PEDIDO_Proj_RESEB.PDF).

energia a consumidores cativos (arts. 14 e 15 da Lei 9.427/1996); a criação do agente comercializador de energia (art. 26 da Lei 9.427/1996); o estabelecimento de diretrizes econômicas do acesso às redes (art. 3º da Lei 9.427/1996); a separação das transações envolvendo energia e seu transporte (art. 9º da Lei 9.648/1998); o estabelecimento do princípio da livre contratação de energia no *wholesale market*, após um período de transição (art. 10 da Lei 9.648/1998) e uma tendencial ampliação gradual do *retail market*, a critério do poder concedente (art. 15, § 3º da Lei 9.0974/1995); a criação do mercado de curto prazo e de diferenças (art. 12 da Lei 9.648/1998 que previa a instituição do Mercado Atacadista de Energia – MAE, substituído posteriormente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE); a criação do operador independente do sistema (o Operador Nacional do Sistema – ONS, previsto no art. 13 da Lei 9.648/1998); separação relativa (contábil) de certas atividades da indústria (art. 3º do Decreto 2.655/1998) etc. Todos esses elementos foram detalhados e desenvolvidos ao longo do tempo nos decretos regulamentares e nos atos administrativos normativos da agência recém criada. Em paralelo, os programas de privatização estaduais e federal resultaram na privatização de grande parte das distribuidoras e de parcela da geração de grande porte. A presença estatal (federal, sobretudo) permaneceu, porém, relevante no segmento de geração, uma vez que Furnas, Chesf e Eletronorte (titulares da maior parte das grandes usinas hidrelétricas) não foram privatizadas.

As diretrizes de generalização da competição no mercado de suprimento (*wholesale market*) e de abertura paulatina do mercado livre foram seriamente comprometidas com o racionamento de energia ocorrido entre meados de 2001 e inícios de 2002, e a mudança parcial de orientação do novo governo federal que assumiu em 2003.

Como resposta à crise energética dos anos anteriores, a União Federal editou uma série de disposições que alteraram o panorama normativo entre os anos de 2003 e 2004. Dentre esses diplomas, destacam-se as Leis 10.847/2004, 10.848/2004 e os Decretos 5.163/2004, 5.081/2004, 5.177/2004. A principal mudança regulatória foi um retorno parcial a modelos de contratação regulada de energia pelas distribuidoras. Para isso, a Lei 10.848/2004 criou dois “ambientes” de comercialização de energia (i.) o Ambiente de Contratação Regulada – ACR, onde seriam realizadas as compras de energia das distribuidoras e as relações de fornecimento de energia aos consumidores cativos e (ii.) o Ambiente de Contratação Livre – ACL, destinado às transações de compra-e-venda de energia com os chamados consumidores livres (mais detalhes, adiante, Capítulo 2). Adicionalmente, foi fortalecido, em detrimento do regulador, o papel dos poderes públicos centrais, sobretudo das esferas da Administração Direta (Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, Ministério de Minas e Energia – MME), às quais foi confiada a tarefa de planejamento da expansão do setor. Também foi deste período a adoção de estratégias mais agressivas de inserção da geração de fontes renováveis para além daquela tradicional, a hidrelétrica de grande-médio porte (criou-se o Programa Proinfa, instituído pela Lei 10.433/2002 e foram feitos leilões específicos para compra, pelas distribuidoras no ACR, de energia proveniente de fontes alternativas – biomassa, eólica, solar e pequenas centrais hidrelétricas - instituídos pela Lei 10.848/2004).

Este é, em síntese, panorama legal vigente no país, com algumas modificações pontuais - como aquelas trazidas pela Lei 12.783/2013, relativas à prorrogação das concessões de geração de energia elétrica e à comercialização desta energia sob um regime regulado, de “quotas” no ACR, cf. será visto no Capítulo 2.

Atualmente (agosto de 2020) está em gestação um amplo programa de reformas setoriais conduzido pelo Ministério de Minas e Energia – MME. Este programa prevê novos modelos de contratação de energia (e de capacidade); ampliação do mercado livre e reformas de governança setorial.

### Visão geral dos sujeitos e agentes setoriais

Este conjunto fragmentado de normas (legais, regulamentares, regulatórias e administrativas<sup>8</sup>) incide sobre as seguintes atividades setoriais que serão apresentadas na sequência:

- **Geração:** realizada em regime de serviço público, de produção independente de energia ou de autoprodução (Capítulo 1).
- **Comercialização:** realizada em regime competitivo, mediante autorização, no caso dos chamados “comercializadores puros” (Capítulo 2).
- **Transmissão:** realizada em regime de serviço público, e subdividida em serviços de Rede Básica e outros serviços de transmissão (Capítulo 3).
- **Distribuição:** realizada em regime de serviço público. A distribuição compreende ainda o fornecimento de energia aos consumidores cativos (Capítulo 4).

Adicionalmente, podem ser tidas por atividades setoriais individualizadas:

- **Operação do SIN:** realizada pelo Operador Nacional do Sistema, previsto pela Lei 9.648/1998, regulamentada pelo Decreto 5.081/2004 (Capítulo 1). A disciplina da operação está prevista no conjunto de regras operacionais chamado de *Procedimentos de Rede*<sup>9</sup>.
- **Contabilização e Liquidação de Diferenças de Energia:** a cargo da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE prevista pela Lei 10.848/2004 e regulamentada

---

<sup>8</sup> O setor elétrico brasileiro é disciplinado por normas de origem legal (leis do Congresso Nacional); regulamentar (decretos do Presidente da República e atos do Conselho Nacional de Política Energética, referendados pelo Presidente); e administrativa (atos normativos do Ministério de Minas e Energia e da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, cf. acima).

<sup>9</sup> “A Lei nº 9.648/98, em seu Artigo 13, alínea “f”, com redação dada pela Lei nº 10.848/2004, estabelece como atribuição do ONS propor regras para a operação das instalações de transmissão da rede básica do SIN, a serem aprovadas pela ANEEL. Essas regras são consolidadas nos Procedimentos de Rede, que são documentos de caráter normativo elaborados pelo ONS, com participação dos agentes. Os Procedimentos de Rede estabelecem os requisitos técnicos necessários para garantir o livre acesso às instalações de transmissão, a realização das atividades de planejamento e programação da operação eletroenergética, administração de serviços de transmissão de energia elétrica, proposição de ampliações e reforços para a Rede Básica e para as DITs, bem como as atividades de supervisão, coordenação e controle da operação do SIN.” (<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/o-que-sao>).

pelo Decreto 5.177/2004 (Capítulo 2). Dentre as normas que regulam a comercialização de energia no âmbito da CCEE estão a Convenção de Comercialização e as Regras e Procedimentos de Comercialização, aprovados por meio de Resoluções da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

No plano institucional e especificamente setorial, encarregados de regular, fiscalizar e sancionar os agentes setoriais encontram-se:

- O **Conselho Nacional de Política Energética – CNPE**, órgão de assessoramento do Presidente da República para formulação de políticas e diretrizes de energia (criado pela Lei 9.478/1997 e regulamentado pelo Decreto 3.520/2000).
- O **Ministério de Minas e Energia – MME**, órgão do Poder Concedente encarregado de desenvolver as políticas setoriais. Especialmente no âmbito do planejamento, o MME é auxiliado pela **Empresa de Pesquisa Energética – EPE**, cuja criação encontra-se prevista na Lei 10.847/2004.
- A **Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL**, criada pela Lei 9.427/1996 e regulamentada pelo Decreto 2.335/1997, é encarregada de “regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal” (art. 2º da Lei 9.427/1996).
- O **Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE**, previsto pelo art. 14 da Lei 10.848/2004 e instituído pelo Decreto 5.175/2004, tem por missão “acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional” (art. 1º do Decreto 5.175/2004).

Na ponta final da indústria encontram-se os consumidores, diferenciados em:

- **Consumidores cativos:** aqueles consumidores que ou não atendem aos requisitos objetivos de carga e tensão para se qualificarem como livres<sup>10</sup> ou, em os atendendo, não realizaram a opção de participar do Ambiente de Contratação Livre - ACL.
- Consumidores que participam do ACL (consumidores livres em sentido amplo): (i.) **consumidores livres** (em sentido estrito): aqueles que atendem aos requisitos objetivos de carga e tensão estabelecidos nos arts. 15 e 16 da Lei 9.074/1995 e que optaram por comprar sua energia no ACL (total ou parcialmente); (ii.) **consumidores especiais:** nos termos do art. 26, § 5º da Lei 9.427/1996, qualifica-se como *incentivado* o “consumidor ou conjunto

---

<sup>10</sup> A Lei 9.074/1995 faz uma distinção segundo o consumidor esteja sendo atendido pela distribuidora ou seja novo (v. arts. 15, § 2º e art. 16).

de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW”. Este consumidor ou grupo de consumidores poderá adquirir energia de determinados geradores que utilizem fontes renováveis (co-geração qualificada, biomassa, eólica, solar e pequenas centrais hidrelétricas, nos termos do art. 26 da Lei 9.427/1996) e gozam de descontos significativos nas tarifas de uso das redes (art. 26, § 1º da Lei 9.427/1996).

Vejamos agora, alguns desses tópicos em maior detalhe.

## CAPÍTULO 1.

### Geração de energia elétrica

#### 1.1.Introdução

Os 164.620 MW de capacidade instalada do parque gerador brasileiro referidos na Introdução estão assim distribuídos<sup>11</sup>: a.) 108.400 MW de fontes hidrelétricas, entre usinas de grande, médio e pequeno porte (65,8% do total); b.) 15.335 MW de usinas eólicas (9,3% do total); c.) 14.208 MW de usinas térmicas a gás natural transportado por dutos ou GNL (8,6% do total); d.) 13.689 MW de usinas térmicas a biomassa (8,3% do total); e.) 4.404 MW de térmicas a óleo (2,7% do total); f.) 3.017 MW de usinas a carvão mineral (1,8% do total); g.) 2.987 MW de usinas solares (2,4% do total); h.) 1.990 MW de fonte nuclear (1,2% do total). Essas unidades geradoras encontram-se conectadas tanto à Rede Básica (tensões iguais ou superiores a 230 kV) como em redes de transmissão de menor tensão e mesmo redes de distribuição (geração distribuída comercial e residencial, cf. adiante).

Como se constata, a produção de eletricidade oriunda de usinas hidrelétricas ainda representa a maior fonte na matriz energética brasileira. Todavia, esse percentual vem diminuindo em favor de outras fontes renováveis como a eólica, biomassa etc. Além disso, a configuração destas usinas vem se modificando, de grandes reservatórios de regularização plurianual para usinas a fio d'água.

A grande participação de usinas hidrelétricas traz importantes consequências para a configuração e operação do sistema de eletricidade brasileiro, tanto na dimensão técnica quanto naquela econômica. Em particular, devem ser salientadas três características: a primeira é o alto grau de interligação das usinas hidrelétricas, muitas das quais se encontram situadas num mesmo rio ou em rios integrantes de uma mesma bacia hidrográfica. Essa circunstância impõe algum grau relevante de coordenação da operação dessas usinas (adiante). Segundo: parcela significativa das hidrelétricas possui reservatórios

---

<sup>11</sup> Operador Nacional do Sistema Elétrico, *Capacidade Instada no SIN 2020/2024*, acesso em 15.08.2020. Disponível no: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>.



de regularização plurianual, o que permite armazenar água por longos períodos de tempo. Terceiro, as usinas térmicas despacháveis centralizadamente (gás natural, GNL e óleo, sobretudo) atuam em complemento à base de geração hidrelétrica, como “seguro” energético. Em conjunto, essas três circunstâncias colocam à operação do sistema elétrico desafios de coordenação das estratégias de geração das diferentes usinas. Elas estão por trás da decisão do legislador setorial de criar um sistema centralizado de despacho de carga, sob a responsabilidade do Operador Nacional do Sistema - ONS<sup>12</sup>.

Adicionalmente, podem ser mencionadas ainda outras três características do Sistema Interligado Nacional não diretamente relacionadas com a geração hidrelétrica: (i.) o incremento constante e intenso nos últimos anos da participação das fontes intermitentes (eólica, solar e biomassa), o que faz com que a operação do sistema venha se defrontado com o desafio de as integrar ao *grid*; (ii.) a existência de um robusto sistema de transmissão entre as diferentes regiões do país, regiões essas que possuem regimes climáticos e de pluviometria diferentes e, em certa medida, complementares. Essa configuração do *grid* permite a exportação/importação de energia entre as regiões, a depender do estado dos reservatórios e das previsões climáticas nessas diferentes áreas do SIN; (iii.) há, porém, restrições de transmissão relevantes que determinam limites de intercâmbio e, conseqüentemente, a formação de quatro subsistemas elétricos no SIN<sup>13</sup>: a.) o Subsistema Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO); b.) o Subsistema Sul (S); c.) o Subsistema Nordeste (NE); d.) o Subsistema Norte (N). Esses subsistemas são reproduzidos na comercialização de energia como diferentes submercados.

## 1.2. Regimes jurídicos tradicionais: serviço público, produção independente de energia e autoprodução

De modo geral, no período estatal (cf. acima), tinha-se a quase totalidade da geração de energia elétrica qualificada como *serviço público* realizado por meio da respectiva concessão. O regime jurídico desta categoria, inspirada na matriz francesa, era marcado pela exclusividade de atuação em certa área<sup>14</sup>, por um rígido controle de preços (tarifas) e de investimentos, pelo estabelecimento unilateral (pelo Poder Concedente) de padrões de qualidade do serviço e pela reversão de bens ao final do prazo da concessão<sup>15</sup>. Marginalmente, admitiam-se empreendimentos destinados a suprir as

---

<sup>12</sup> Artigo 13 da Lei 9.648/1998, adiante.

<sup>13</sup> Artigo 1º, § 4º, IV da Lei 10.848/2004.

<sup>14</sup> Convém distinguir a figura jurídica da *exclusividade* ligada à noção jurídica de serviço público e o caráter de *monopólio natural* de certas atividades, ligado a características econômicas. Historicamente, a qualificação de uma atividade como *serviço público* tinha por efeito a sua realização em regime de exclusividade, independentemente de suas características econômicas (de monopólio natural ou não). Muitas vezes, a qualidade de serviço público era atribuída a um monopólio natural, mas é importante ter presente que as duas propriedades (serviço público e monopólio natural) não se confundem, pois pertencem a planos distintos (jurídico, econômico).

<sup>15</sup> A reversão está genericamente prevista para os serviços públicos no art. 36 da Lei 8.987/1995 e especificamente para o setor elétrico no art. 18 da Lei 9.427/1996.

necessidades de seus titulares, aos quais se dava a natureza jurídica de *autoprodução*, viabilizada por autorizações ou por concessões de uso de bem público (não de *serviço público*)<sup>16</sup>.

Este panorama mudou.

Atualmente, as unidades geradoras do SIN se deixam classificar, para fins de regulação, segundo diferentes critérios (tipo de fonte, dimensão, tensão de conexão na rede etc.), para diferentes propósitos (disciplina da operação, regime de contratos, regime de títulos etc.). Isso torna o trato jurídico da geração de energia um tópico bastante complexo e fragmentado no Brasil, inclusive casuístico.

Nesse universo de classificações e, dadas as alterações havidas ao longo dos anos 90 do século passado, é usual a tripartição dos geradores nas grandes categorias de (i.) *serviço público* (ii.) *autoprodução* e (iii.) *produção independente de energia* (PIE). As duas tradicionais categorias (*serviço público* e *autoprodução*) foram alteradas em alguns aspectos (infra) e, ao lado delas, criou-se uma nova figura (o PIE). Ainda que essa tricotomia não tenha a importância que possuía logo no início da reformulação setorial (Projeto RESEB), ela segue servindo como uma boa introdução à disciplina jurídica da geração de energia elétrica no Brasil.

A figura da produção independente de energia foi criada pela Lei 9.074/1995. O seu art. 11 define o PIE como a “pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente, para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco”. Dizia ainda a versão original do parágrafo único deste artigo que estaria o PIE “sujeito a regras operacionais e comerciais próprias.” Embora não explícita, a ideia subjacente a estes dispositivos é a de que o PIE teria liberdade para celebrar contratos de compra-e-venda, de duas formas. Poderia contratar energia com os consumidores livres (que também estavam sendo criados pela mesma lei em seus arts. 15 e 16), como também teria a liberdade para celebrar contratos com os agentes de distribuição (contratos de suprimento). Nesse último caso, porém, os preços estariam sujeitos a critérios gerais estabelecidos pelo poder público, por um determinado período, cf. art. 12, par. único da Lei 9.074/1995. Segundo a concepção do modelo então em implementação (Projeto RESEB), o regime de PIE seria aplicado à maioria dos novos empreendimentos de geração e também àqueles estatais que passassem à iniciativa privada em razão das privatizações.<sup>17</sup>

Quanto aos títulos, os PIE's não seriam titulares de concessões de *serviço público*, mas de simples autorizações ou concessões de uso de bem público, empregando-se uma ou outra segundo o tipo e a dimensão da fonte que fosse explorada (concessão de uso quando estivesse em questão a exploração

---

<sup>16</sup> Neste último caso quando o autoprodutor explorasse potencial hidráulico de certa potência, um bem público federal por força da Constituição (artigos 20, inc. VIII, e 176).

<sup>17</sup> Artigo 28, § 1º da Lei 9.074/1995, e Artigo 7º da Lei 9.648/1998.

de potencial hidráulico, bem público ex vi art. 20, VIII da Constituição).<sup>18</sup> A reversão de instalações somente ocorreria no caso de aproveitamento de potencial hidráulico.

Ao lado do PIE, a figura do autoprodutor foi renovada e ganhou mais importância. Esses sujeitos podem comercializar seus excedentes de energia, mediante autorização da ANEEL<sup>19</sup>, e foram substancialmente equiparados aos PIE's quanto aos títulos e o regime de bens<sup>20</sup>.

Quanto à antiga figura do serviço público, ela vem passando por mudanças. No modelo de 1995-1998, este regime foi preservado para as empresas estatais ainda existentes, as quais negociariam sua energia, sob estrita regulação de preços e em contratos de suprimento, às empresas de distribuição, celebrados de modo totalmente regulado em termos de preços, montantes e prazos (são os “contratos iniciais” previstos no art. 10 da Lei 9.648/1998 que teriam a função de estabelecer um longo regime de transição, da contratação regulada àquela competitiva, entre 1998-2006).

Esperava-se que, com o término dos contratos iniciais, com as privatizações e com a generalização da competição no âmbito da comercialização de energia (sobretudo no *wholesale market*), ocorreria uma redução ou mesmo eliminação da figura do gerador concessionário de serviço público, em favor da consolidação do regime de produção independente de energia (e, residualmente, da autoprodução).

Em razão da interrupção das privatizações das empresas geradoras federais<sup>21</sup> e da reforma de 2004 que bloqueou a consolidação do mercado atacadista unitário e livre originalmente previsto<sup>22</sup>, esta tendência não se realizou. A figura da produção independente de energia tornou-se realmente preponderante, mas (i.) não eliminou a geração em regime de serviço público e (ii.) perdeu muito de sua especificidade, uma vez que o PIE passou a transacionar energia tanto no ambiente livre (a preços e montantes bilateralmente negociados) quanto no ambiente cativo (sob contratos de compra-e-venda de energia estritamente regulados). Não há, portanto, no direito brasileiro atual, correspondência entre *Ambiente de Contratação Regulada (ACR)* e *gerador vendedor em regime de serviço público*, de um lado, e *Ambiente de Contratação Livre (ACL)* e *gerador vendedor em regime de produção independente de energia*.

A figura do gerador em regime de serviço público ainda ganhou mais relevância desde 2013, quando foi editada a Lei 12.783/2013. Em sua maioria, esses geradores são empresas estatais não privatizadas<sup>23</sup> que tiveram suas concessões prorrogadas sob o permissivo desta lei. No direito brasileiro atual, o que caracteriza o regime de serviço público para a produção de energia é, basicamente, o

---

<sup>18</sup> Artigos 5º, 6º, 7º e 8º da Lei 9.074/1995; e Artigo 26 da Lei 9.427/1996.

<sup>19</sup> Art. 26 da Lei 9.427/1997.

<sup>20</sup> O Decreto que os regula em conjunto é o 2003/1996.

<sup>21</sup> Das quatro grandes empresas antes mencionadas, subsidiárias da Eletrobras, apenas a Eletrosul foi privatizada. Seguem sendo estatais Furnas, Chesf e Eletronorte.

<sup>22</sup> Substituído pela dicotomia de ambientes, o Ambiente Comercialização Livre - ACL e o Ambiente Regulado – ACR, cf. adiante.

<sup>23</sup> Não se deve identificar, sem mais, o caráter estatal da empresa e a sua qualidade de concessionária de serviço público. Conceitualmente, ocorrer de a empresa ser estatal e operar em regime de produção independente de energia (como, de fato, acontece). No mais das vezes as duas coisas andam juntas, mas não necessariamente.

regime econômico-financeiro a que estão submetidos (tarifas, com serviço pelo custo) e o tipo específico de contrato de compra-e-venda de energia que celebram, apenas com as empresas distribuidoras (o contrato de “quotas” regulado pela lei referida e seus regulamentos, os Decretos 7.891/2013, 9.187/2017 e 9.192/2017).

Em síntese: a partir de 1995, o Brasil passou a contar com três grandes tipos jurídicos de geradores de energia elétrica e, conseqüentemente, três tipos de regimes regulatórios: serviço público, produção independente de energia e autoprodução<sup>24</sup>.

### 1.3. Algumas figuras especiais (diferentes espécies de PIE's)

Ao longo do tempo (1995 em diante), e por múltiplas razões, foram surgindo, sobretudo no interior da grande categoria da produção independente de energia, figuras específicas de geradores que passaram a se diferenciar parcialmente de seus congêneres, em termos de regulação. Estas espécies de PIE foram formadas de modo casuístico, sobretudo para propósitos de regulação comercial e de operação, e foram construídas em base a critérios distintos e muitas vezes sobrepostos – ora foi tomada em consideração a fonte utilizada, ora a potência explorada, ora a tensão de conexão, ora uma combinação destes fatores etc.

Dado o caráter mutável e fragmentado da regulação que instituiu essas categorias mais restritas, resulta difícil fornecer uma lista completa delas, assim como não é trivial caracterizar o elemento próprio que as distingue e o específico “micro-regime” regulatório a que estão submetidas. Dentre as figuras mais salientes, o direito brasileiro reconhece os *PIE's de fontes renováveis* que se distinguem, ulteriormente nas seguintes subespécies: fontes incentivadas, geradores e Proinfa, geradores de energia de reserva e PIE's de geração distribuída comercial.

Os PIE's de fontes incentivadas, previstos no art. 26, § 1º e segs. da Lei 9.427/1996, são os empreendimentos que exploram fontes solar, eólica, biomassa pequenas centrais hidrelétricas (PCH's) e, conforme regulamentação da Aneel, cogeração qualificada<sup>25</sup>. Para essas usinas, “a Aneel estipulará percentual de redução não inferior a 50% a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia (...) desde que a potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja maior que 30.000 kW e menor ou igual a 300.000 kW<sup>26</sup>.”

---

<sup>24</sup> Art. 4º do Decreto 2.655/1998. A título de complemento, diga-se que as normas setoriais admitiam a formação de consórcios empresariais e a combinação de diferentes regimes (sobretudo autoprodução e PIE) em um mesmo empreendimento (art. 11 da Lei 9.074/1995).

<sup>25</sup> Vide REN ANEEL 235/2006.

<sup>26</sup> Art. 26 da Lei 9.427/1996.

Os PIE's do Proinfa, previstos no art. 3º e seguintes da Lei 10.438/2002, também são empreendimentos que exploram as fontes eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCH's). À diferença dos anteriores, alguns geradores são qualificados como PIE's do Proinfa em razão da origem e estrutura de seus contratos: específicos leilões de compra de energia realizados pela Eletrobras, nos termos da Lei 10.438/2002 e do Decreto 5.025/2004. Os custos da contratação do Proinfa são suportados pela totalidade dos consumidores de energia do SIN, em base a seus consumos.

Os PIE's de energia de reserva encontram-se previstos nos arts. 3º, § 3º e 3º-A da Lei 10.848/2004<sup>27</sup>. Eles são geradores destinados a “aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional - SIN, proveniente de usinas especialmente contratadas para este fim” (art. 1º, § 1º do Decreto 6.353/2008). As usinas contratadas sob esta rubrica submetem-se a um regime contratual específico, sob a responsabilidade da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

Os PIE's de geração distribuída comercial estão disciplinados nos arts. 2º, § 8º, II, alínea *a* e art. 2º-B da Lei 10.848/2004<sup>28</sup>. Qualifica-se como tal a geração proveniente de certas fontes indicadas na Lei 10.848/2004 e conectada diretamente ao sistema de distribuição. Esses PIE's são contratados pela *utility* local por meio de leilões de compra específicos para esta modalidade de geração.

Por fim, menção especial merece a chamada “micro” e “mini” geração distribuída. Aproveitando-se do permissivo constitucional segundo o qual “[n]ão dependerá de autorização ou concessão o aproveitamento do potencial de energia renovável de capacidade reduzida” (art. 176, § 4º da Constituição, regulamentado pelo art. 8º da Lei 9.074/1995), a ANEEL disciplinou, por meio da REN ANEEL 482/2012 a “micro” (art. 2º, I) e a “mini” (art. 2º, II) geração distribuídas. Estas unidades geradoras qualificam-se como iniciativas de autoprodução simplificada - de titularidade de consumidores individualmente considerados ou agrupados em “comunhão de fato ou de direito” - a partir de certas fontes (renováveis ou co-geração qualificada). Estes consumidores/autoprodutores estabelecem com a distribuidora local um relacionamento comercial específico (que envolve um sistema de compensações e mútuos entre energia fornecida pela distribuidora e a energia gerada pela unidade consumidora/geradora cf. art. 6º da REN ANEEL 482/2012). Dada a forma ampla como a REN ANEEL 482/2012 qualifica os consumidores habilitados a deter instalações de micro e mini geração e as modalidades de utilização da energia assim produzida, há espaços significativos para construção de grupos e cooperativas de usuários<sup>29</sup>.

---

<sup>27</sup> Regulamentados pelo Decreto 6.353/2008.

<sup>28</sup> Regulamentada, neste ponto, pelos arts. 14 e 15 do Decreto 5.163/2004.

<sup>29</sup> Veja-se, em particular, os conceitos de “empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras”, “geração compartilhada”, “autoconsumo remoto”, dentre outros (art. 2º, VI, VII, VIII; art. 6º e segs.).

## 1.4. Regime de produção – despacho centralizado

Independentemente do regime jurídico e do tipo, a maior parte dos geradores conectados à Rede Básica do Sistema Interligado Nacional – SIN submete-se às diretrizes de formação do despacho e ao controle de operação a cargo do já referido Operador Nacional do Sistema – ONS, cuja criação foi prevista pelo art. 13 da Lei 9.648/1998. Nos termos deste artigo<sup>30</sup>, o operador brasileiro foi concebido como uma específica pessoa jurídica de direito privado, integrada por agentes geradores, transmissores e outros. Ele não detém ativos de geração e/ou de transmissão, mas celebra com esses sujeitos acordos e contratos que lhe asseguram o exercício de suas prerrogativas (adiante, Capítulo 3). Também não é o gestor do mercado de diferenças.

O ONS é responsável, segundo o referido dispositivo legal, por operar o sistema elétrico brasileiro sob a diretriz de “otimização eletroenergética”. A dimensão de sua atuação é, portanto, tanto de gestão de redes (operação elétrica) quanto de determinação dos recursos “ótimos” de geração disponíveis para despacho (operação energética). Essa última é a dimensão que aqui interessa.

No Brasil, diferentemente de outros países, as decisões de geração (despacho) são tomadas de modo centralizado pelo ONS e não são negociadas a partir de ofertas de geradores e de suas interações com a demanda. De forma simplificada, o operador forma o elenco de despacho compondo duas variáveis, em dois tempos distintos: (i.) a suficiência de produção (segurança energética) para atendimento à carga prevista, tanto no momento tomado como o da operação em tempo real, como em determinado horizonte temporal sucessivo (ii.) o menor custo (marginal) total de produção, tanto na perspectiva presente quanto futura. No jargão, a composição destas duas preocupações (abastecimento e preço) em dois momentos temporais (momento da operação e determinado horizonte futuro) é conhecida como solução do “dilema do operador”. O ONS se desincumbe dessas tarefas por meio de variados *planos e programas* de operação dispostos nos Procedimentos de Rede.

Os principais resultados das atividades do operador são (i.) a chamada Ordem de Mérito do despacho de carga e (ii.) o Custo Marginal de Operação do sistema – CMO. Simplificadamente, a Ordem de Mérito é a lista das usinas despacháveis e aptas a atender à carga, segundo as diretrizes de otimização energética. Ela, em resumo, ordena os recursos de geração segundo seus custos de operação (conhecidos pelo ONS<sup>31</sup>). Já o CMO é, justamente, o custo de operação (custo marginal) da última usina térmica chamada a atender à carga (aquela mais cara). Valendo-se de potentes recursos computacionais, o ONS calcula, com periodicidade diária (desde 01/01/2020), o custo (ótimo) da energia (isto é, observada a ordem de mérito), *para cada intervalo de 30 minutos, em cada subsistema do SIN*. Assim, tomando-se um mês de 31 dias, teremos cerca de 1460 CMO's para cada um dos 4 subsistemas do SIN

---

<sup>30</sup> E do Decreto 5.081/2004, que o regulamenta.

<sup>31</sup> Grosso modo, o custo das usinas hidrelétricas é tido como zero e o custo das usinas térmicas despacháveis corresponde ao chamado Custo Variável Unitário – CVU, obtido de distintos modos, mas sobretudo, oriundo das declarações dos agentes em processos de contratação de energia no ambiente regulado (adiante).

(!). Sua importância é muito grande: serve de referência para o Preço de Liquidação de Diferenças – PLD<sup>32</sup> (cf. art. 57, § 1º do Decreto 5.163/2004, cf. adiante).

Adicionalmente à geração formada pela Ordem de Mérito, outras usinas podem ser convocadas pelo ONS para diferentes propósitos específicos. Dentre esses propósitos estão a geração despachada para prestação de serviços ancilares, a geração realizada por razões de segurança energética, por restrições de transmissão internas a um subsistema, dentre outros<sup>33</sup>. Essa geração não compõe a Ordem de Mérito e não forma, por isso, o CMO (e, portanto, não tem influência no PLD). Ela é custeada de modo compartilhado por todos os usuários do Sistema Interligado Nacional<sup>34</sup> por meio dos “Encargos de Serviços do Sistema”.

### 1.5. Títulos, modo de obtenção e regime comercial

Sobre os tipos de títulos dos diferentes geradores, já antes se falou: concessões de serviço público, concessões de uso de bem público e autorizações.

O modo de obtenção de cada título varia. Para a maior parte geradores em regime de serviço público (empresas estatais, na grande maioria), a concessão respectiva adveio de processos de “regularização/prorrogação” de suas situações jurídicas anteriores a 1995<sup>35</sup>. Posteriormente, algumas dessas mesmas concessões regularizadas (nunca licitadas) foram novamente prorrogadas por força da Lei 12.783/2004. Em outros casos, houve licitação, sobretudo na modalidade de venda do controle acionário da sociedade, com um contrato de concessão acoplado (aplicação dos mecanismos previstos nos arts. 26 e segs. da Lei 9.074/1995).

Para os produtores independentes de energia, as concessões de uso de bem público e autorizações podem advir de duas fontes, sendo a mais comum a participação vitoriosa do licitante em processos competitivos de contratação de energia no ACR. Como veremos mais adiante, periodicamente o poder público organiza leilões de compra de energia elétrica por parte das distribuidoras, para atendimento ao crescimento da demanda de seus consumidores cativos (leilões de “energia nova”). Rigorosamente, o objeto da licitação é o contrato de compra-e-venda de energia no ambiente regulado (CCEAR), vencendo o licitante que oferecer o menor preço para venda de energia (oferta reversa). Nesses casos, o título (concessão de uso de bem público ou autorização) vem junto, como pressuposto jurídico, do CCEAR. Já para os geradores que pretendam atuar apenas no ACL, o procedimento de outorga do título não é, necessariamente, competitivo e tem início por requisição do interessado.

---

<sup>32</sup> Art. 57, § 1º do Decreto 5.163/2004.

<sup>33</sup> Para um elenco desses serviços de geração, art. 59 do Decreto 5.163/2004.

<sup>34</sup> Art. 51 do Decreto 5.163/1993.

<sup>35</sup> As situações deveriam ser enquadráveis em alguma hipótese prevista nos arts. 42 e segs. da Lei 8.987/1995. A possibilidade de prorrogação foi dada por expressos permissivos da Lei 9.074/1995, arts. 3º e 4º.

## CAPÍTULO 2

### Exploração (comercialização de energia)

#### 2.1. Introdução

Durante o período anterior a 1995 (cf. Introdução), não havia no Brasil espaço para arranjos competitivos ou liberdade de contratação, seja na geração<sup>36</sup>, seja na comercialização (no mercado de suprimento e também no de fornecimento<sup>37</sup>).

O modelo RESEB mudou parcialmente esse panorama. Foi mantido, com aperfeiçoamentos significativos, o tipo anterior de despacho (centralizado), mas foi radicalmente alterada a estrutura de contratos da indústria. Em sua forma final - passados os períodos de transição, diferenciados para o *wholesale* e *retail market* – o novo modelo pretendia estabelecer um mercado completamente livre, tanto no âmbito das transações em grosso (consumidores de grande porte e distribuidoras), quanto no varejo<sup>38</sup>. Como complemento, a última lei deste modelo (Lei 9.648/1998) previa ainda a criação de um ambiente multilateral auto-regulado, o Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE<sup>39</sup>.

Em consequência do racionamento de 2002 e da eleição de um novo governo, de tendência mais intervencionista, este arranjo de mercados e contratos que se desenhava sofreu uma reformulação consistente. Foram criados pela Lei 10.848/2004<sup>40</sup> dois ambientes distintos de compras-e-vendas de energia: (i.) o Ambiente de Comercialização Regulado – ACR, onde as distribuidoras realizam suas compras e transacionam energia com seus consumidores cativos; (ii.) o Ambiente de Comercialização Livre – ACL, em que se encontram os consumidores livres e aqueles incentivados (adiante). Finalmente, o mercado de diferenças foi reformulado, tendo sido o MAE substituído pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Deste então, a dicotomia ACR/ACL tem sido a estrutura básica dos mercados de energia no Brasil. Apenas reparos ou complementos foram introduzidos desde 2004, como a criação do comercializador varejista<sup>41</sup> e a permissão para que consumidores do ACL

---

<sup>36</sup> O despacho de carga era feito de forma centralizada por um ente semi-estatal, o Grupo de Coordenação da Operação Interligada – GCOL's, previsto na Lei 5.899/1973 e Decreto 73.102/1973.

<sup>37</sup> Os consumidores eram, em regra, atendidos pela distribuidora local em regime de serviço público, com tarifas e condições de serviço predeterminados pelo poder concedente, a União Federal, e sem qualquer espaço para negociações. Existiam contratos de suprimento entre empresas, mas cumpriam eles uma função marginal no fluxo comercial setorial e não eram celebrados sob qualquer tipo de competição, mas sob estrita predeterminação e regulação (o último arranjo desse sistema foi estabelecido pela Lei 8.631/1993 e não durou tempo suficiente para ser praticado inteiramente).

<sup>38</sup> A abertura gradual do varejo dependeria de decisões do poder concedente, por força do art. 15, § 7º da Lei 9.074/1995.

<sup>39</sup> Art. 12 da Lei 9.648/1998, em sua redação original.

<sup>40</sup> Arts. 1º e 2º dessa Lei que foi ainda regulamentada pelo Decreto 5.163/2004.

<sup>41</sup> Regulado pela REN ANEEL 570/2013.



pudessem negociar entre si montantes de energia<sup>42</sup>. Ao longo do tempo, o poder concedente (MME) tem ampliado o universo de consumidores que podem comprar energia no ACL<sup>43</sup>.

Antes de apresentar os dois mercados e de tratar da instância de contabilização e liquidação das diferenças, pontuam-se alguns elementos gerais de contratação, presentes em todas as negociações comerciais.

## 2.2.Elementos gerais de comercialização

Em primeiro lugar, convém apontar o universo básico das normas sob as quais quaisquer transações comerciais são realizadas no Sistema Interligado Nacional. São elas: a Lei 10.848/2004, o Decreto 5.163/2004 e, muito especialmente, os atos normativos do regulador, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL<sup>44</sup>. É da Agência – sob proposta da CCEE - a competência para aprovar, modificar e editar as normas de comercialização de energia elétrica no ACR e ACL (e mercado de diferenças), notadamente, a Convenção de Comercialização<sup>45</sup>, as Regras de Comercialização<sup>46</sup> e os Procedimentos de Comercialização<sup>47</sup> de Energia Elétrica. Ao lado desse núcleo, há ainda normas esparsas em outras leis, regulamentos e atos normativos.

O segundo elemento comum a todos os contratos de energia é o *lastro*. Sobre ele, o art. 2º do Decreto 5.163/2004<sup>48</sup> dispõe: “I - os agentes vendedores deverão apresentar lastro para a venda de energia para garantir cem por cento de seus contratos; II - os agentes de distribuição deverão garantir o atendimento a cem por cento de seus mercados de energia por intermédio de contratos registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE e, quando for o caso, aprovados, homologados ou registrados pela ANEEL; e III - os consumidores não supridos integralmente em condições reguladas pelos agentes de distribuição e pelos agentes vendedores deverão garantir o atendimento a cem por cento de suas cargas, em termos de energia, por intermédio de geração própria ou de contratos registrados na CCEE e, quando for o caso, aprovados, homologados ou registrados na ANEEL. (...)”

---

<sup>42</sup> Art. 25 da Lei 12.783/2013.

<sup>43</sup> Espera-se, uma liberação total do mercado a partir do horizonte de 2024. As Portarias MME 514/2018 e 465/2019 tratam do assunto da seguinte forma: (i.) em 1º de janeiro de 2021, poderão migrar para o ACL os consumidores com carga igual ou superior a 1.500 kW; (ii.) a partir de 1º de janeiro de 2022, consumidores com carga igual ou superior a 1.000 kW; (iii.) a partir de 1º de janeiro de 2023, os consumidores com carga igual ou superior a 500 kW. Diz ainda a Portaria MME 514/2018 que: “até 31 de janeiro de 2022, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE deverão apresentar estudo sobre as medidas regulatórias necessárias para permitir a abertura do mercado livre para os consumidores com carga inferior a 500 kW, incluindo o comercializador regulado de energia e proposta de cronograma de abertura iniciando em 1º de janeiro de 2024.”

<sup>44</sup> Art. 1º, § 1º, incs. I, II e III do Decreto 5.163/2004. Ver também art. 3º, XIV da Lei 9.427/1996.

<sup>45</sup> Seu conteúdo obrigatório está indicado no art. 3º do Decreto 5.177/2004 e mesmo no art. 2º da própria Convenção.

<sup>46</sup> “Regras de Comercialização – conjunto de regras operacionais e comerciais e suas formulações algébricas definidas pela ANEEL, aplicáveis à comercialização de energia elétrica na CCEE. Podem ser revistos nas condições estabelecidas no art. 8º da Convenção de Comercialização”. Art. 1º da Convenção de Comercialização.

<sup>47</sup> “Procedimentos de Comercialização – conjunto de normas aprovadas pela ANEEL que definem condições, requisitos, eventos e prazos relativos à comercialização de energia elétrica na CCEE.” Art. 1º da Convenção de Comercialização. Podem ser revistos nas condições estabelecidas no art. 8º da mesma Convenção (v. tb. art. 45 da Convenção).

<sup>48</sup> A base legal para esta figura está no art. 1º, IX, da Lei 10.848/2004.

Como se constata, o *lastro* é uma exigência geral para o ACL e ACR e alcança tanto vendedores (geradores e comercializadores) como compradores (distribuidores e consumidores atendidos no ACL).

Referido aos geradores, o *lastro* é constituído, em primeiro lugar, pela *garantia física* do empreendimento. Por *garantia física* entende-se certa quantidade determinada de energia (em MW médios anuais) estabelecida unilateralmente pelo poder concedente no título de outorga (concessão de serviço público, concessão de uso de bem público ou autorização) e revisável de tempos em tempos<sup>49</sup>. Trata-se de um conceito empregado em estudos de expansão do parque gerador<sup>50</sup> que está vinculado ao esperado aporte “seguro” de geração da usina para o sistema, segundo sua fonte, suas peculiaridades técnicas e sua interação com todo o sistema elétrico<sup>51</sup>. Em princípio, a sua determinação independe dos montantes de geração efetivamente produzidos pelo gerador sob a determinação do ONS<sup>52</sup>. Trata-se, portanto, de um critério de confiabilidade (segurança energética) usado no planejamento da expansão ao qual se adicionou uma função comercial, de limite (mínimo) de contratação do gerador. É importante, porém, notar que o *lastro* de um gerador também poderá ser constituído a partir de compras que o sujeito realizar com outros agentes (comercializadores ou geradores que, por sua vez, deverão possuir o necessário *lastro*). Atualmente, uma das discussões de reforma setorial é, justamente, separar o limite de contratação de energia da noção de garantia física – com a criação de um mercado de capacidade específico<sup>53</sup>.

Referido aos comercializadores, o *lastro* para venda é constituído pelos contratos de compra que esse agente realizar com outros geradores ou mesmo comercializadores (cuja cadeia de negócios deverá necessariamente desembocar na aquisição de energia de algum gerador dotado de *lastro*/garantia física).

Já os compradores de energia – distribuidores no ACR e consumidores livres no ACL – também devem possuir respaldo de *lastro*, só que, nesse caso, para a totalidade de seus consumos. A exigência de compra da totalidade da energia consumida por meio de contratos bilaterais foi uma novidade do modelo de 2004<sup>54</sup>, já que antes admitia-se a aquisição de até 15% das necessidades de energia no mercado de diferenças, de carácter multilateral. Para todos os agentes, o *lastro* é aferido pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE e sua falta enseja a aplicação a eles de certas penalidades<sup>55</sup>.

---

<sup>49</sup> Art. 21 e segs. do Decreto 2.655/1998. Ver, também, art. 2º, §§ 1º e 2º do Decreto 5.163/2004.

<sup>50</sup> Art. 1º, § 7º da Lei 10.848/2004 e, principalmente, art. 4º do Decreto 5.163/2004.

<sup>51</sup> Há diferentes metodologias de determinação da garantia física, segundo a usina seja térmica, hídrelétrica, eólica etc.

<sup>52</sup> Diz-se “em princípio” porque a falta de geração despachada pelo ONS poderá, sob certas circunstâncias, provocar uma revisão na garantia física da usina.

<sup>53</sup> Sobre as propostas, consulte-se:

<http://www.mme.gov.br/documents/36070/525274/Relat%C3%B3rio+do+GT+Moderniza%C3%A7%C3%A3o+do+Setor+El%C3%A9trico.pdf/b49d5558-ad36-d268-c2e2-2f0e5331a6b4>

<sup>54</sup> Art. 15, § 7º da Lei 9.074/1995, introduzido pela Lei 10.848/2004.

<sup>55</sup> Art. 3º do Decreto 5.163/2004 e Procedimentos e Regras de Comercialização da CCEE.

O terceiro elemento comum a todos os mecanismos e ambientes de contratação é a figura do *registro* das operações de compra-e-venda realizadas bilateralmente<sup>56</sup>. A CCEE não tem acesso aos contratos celebrados, mas todos os compradores e vendedores devem informar à Câmara<sup>57</sup> os montantes de energia (normalmente já modulados e sazonalizados<sup>58</sup>) bem como os respectivos períodos, segundo o procedimentos e calendários estabelecidos nas Regras e Procedimentos de Comercialização. Outras informações, como preços e demais condições do negócio não são necessárias, mas a CCEE poderá solicitar aos contratantes a prova do contrato<sup>59</sup>. Em termos jurídicos, o *registro do contrato* constitui a principal obrigação do agente vendedor. Sem ele, o comprador não terá cobertura contratual para seu consumo e se sujeitará à contabilização e liquidação de diferenças no mercado *spot* e a penalidades por falta de lastro para consumo.

O quarto elemento geral a ser mencionado é a existência de um ambiente único para contabilização e liquidação de diferenças. Nada obstante algumas discussões travadas em 2004, decidiu-se por manter unificado este mercado que serve como ponto de confluência do ACR e ACL. Ele será visto em detalhes mais adiante, mas já se pode destacar que neste ambiente multilateral, as diferenças (positivas ou negativas) dos agentes são valoradas a um preço estabelecido centralizadamente pela CCEE, o Preço de Liquidação de Diferenças – fundado no CMO, oriundo das decisões de despacho do ONS, cf. supra. Assim como o SIN está dividido em quatro diferentes subsistemas, o mercado está organizado em 4 submercados<sup>60</sup>, com preços de liquidação distintos para cada um deles (mais detalhes adiante)<sup>61</sup>. Contratos entre submercados podem apresentar o fenômeno das exposições à diferença de preços entre eles<sup>62</sup>.

O quinto elemento comum é a necessidade que todos os agentes do ACR e ACL têm (à exceção dos consumidores cativos da distribuidora e de alguns consumidores incentivados cf. adiante) de aderir à CCEE. Esta adesão importa em submissão às normas de regência da Câmara e cria um conjunto de obrigações<sup>63</sup> cujo inadimplemento pode ensejar a exclusão do agente faltoso da CCEE e consequentemente, impossibilidade de realizar transações em qualquer mercado de energia.

O sexto e último elemento é também comum ao ACL e ACR, mas é restrito a determinados geradores hidráulicos. Trata-se do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, um instrumento comercial, de transferência contábil de montantes de energia entre geradores hidrelétricos participantes desse

---

<sup>56</sup> Arts. 10 e 56 do Decreto 5.163/2004; art. 7º da Convenção de Comercialização.

<sup>57</sup> Na plataforma *CliqCCEE*.

<sup>58</sup> As Regras e Procedimentos de Comercialização da CCEE preveem diferentes critérios e mecanismos de modulação e sazonalização, para diferentes tipos de contratos.

<sup>59</sup> Art. 7º, § 2º da Convenção de Comercialização.

<sup>60</sup> Os submercados reproduzem os subsistemas. Vide, em geral, o art. 57 do Decreto 5.163/2004.

<sup>61</sup> Art. 57, § 4º do Decreto 5.163/2004.

<sup>62</sup> Art. 7º do Decreto 5.163/2004

<sup>63</sup> As principais obrigações dos membros da CCEE são: (i.) pagamento dos débitos relacionados à contabilização e liquidação de diferenças (infra); (ii.) aporte e manutenção de garantias; (iii.) cobertura contratual para vendas e consumo de energia (lastro); (iv.) pagamento de contribuição associativa à CCEE; (v.) pagamento de outros débitos formados no âmbito da CCEE relativos, por exemplo, aos encargos setoriais ("Encargos de Serviços do Sistema" – ESS), à compra de energia de reserva etc.

sistema de compensações. O MRE foi instituído em 1998<sup>64</sup> para mitigar os riscos inerentes à variação da geração de fonte hídrica. Ele funciona como uma conta-corrente de transferências e compensações de montantes de geração, construída em base a uma correlação entre, de um lado, a energia efetivamente gerada pelo conjunto total de participantes e, de outro, certas características da usina singular<sup>65</sup>. Quando a geração do conjunto todo atende ou ultrapassa certos parâmetros, cada gerador recebe quantidades de energia do *pool* a serem considerados em suas posições no mercado de diferenças. Quando há insuficiência na geração total do MRE, os seus integrantes compartilham proporcionalmente a falta e a exposição daí decorrente.

### 2.3.O Ambiente de Contratação Regulada – ACR

O Ambiente de Contratação Regulada<sup>66</sup> criado em 2004 significou uma sensível contramarcha na direção da instauração da competição no segmento de comercialização de energia. Em termos legais<sup>67</sup>, o ACR compreende tanto o mercado de suprimento às distribuidoras de energia quanto o fornecimento dessas empresas ao chamado *consumidor cativo*, sob condições e preços estabelecidos pelo poder público (adiante, Capítulo 5). É comum, porém, referir-se ao ACR apenas em relação ao mercado de suprimento das distribuidoras de energia (*wholesale market*)<sup>68</sup>. Nessa dimensão, ele se compõe, de um lado, pelas distribuidoras e, por outro, pelos geradores habilitados a vender energia, sobretudo em razão de leilões de compra organizados pelo poder público (adiante). Salvo exceções pontuais<sup>69</sup>, os comercializadores não atuam no ACR.

Em seu núcleo<sup>70</sup>, o ACR, funciona à semelhança de um modelo de *single buyer*<sup>71</sup>. Periodicamente, as empresas distribuidoras informam suas necessidades de energia ao Ministério de Minas e Energia – MME<sup>72</sup>. Este, por sua vez, agrega tais informações e necessidades e, com base nelas, providencia leilões (“licitações”) unificados de compra<sup>73</sup> em nome e por conta das distribuidoras, tudo isso segundo um calendário e procedimento predefinidos. Os leilões são de variado tipo mas têm todos, como regra geral, o critério de menor preço (menor oferta de venda de energia) e resultam na celebração, entre os geradores-vendedores e os distribuidores-compradores, de Contratos de Comercialização de

---

<sup>64</sup> Art. 20 e segs. do Decreto 2.655/1998. Posteriormente, em 2004 foi genericamente mencionado pelo

<sup>65</sup> Art. 23 do Decreto 2.655/1998.

<sup>66</sup> Art. 2º da Lei 10.848/2004 e art. 11 e seguintes do Decreto 5.163/2004.

<sup>67</sup> Art. 1º, § 2º da Lei 10.848/2004.

<sup>68</sup> Nesta seção se tratará apenas desta dimensão. A relação de fornecimento com o consumidor cativo será vista no Capítulo 4.

<sup>69</sup> Contratos de ajuste, cf. adiante.

<sup>70</sup> Há outros contratos fora daqueles que se originam do procedimento que será descrito acima, cf. adiante.

<sup>71</sup> Na concepção teórica do modelo, o ACR, nestes moldes, seria o responsável por garantir a expansão do parque gerador brasileiro, por meio de PPA's de longo prazo, os CCEAR's, que logo encontraremos.

<sup>72</sup> Art. 12 do Decreto 5.163/2004. Nessas informações incluem-se, também, dados sobre crescimento e comportamento da carga, projeções de consumo etc.

<sup>73</sup> Os leilões são organizados e realizados pela ANEEL (ou pela CCEE, por decisão da ANEEL), sob as diretrizes do MME.

Energia no Ambiente Regulado – CCEAR de várias modalidades. Cada vendedor firma um CCEAR com todas as distribuidoras compradoras (na proporção das declarações de necessidade manifestadas ao MME)<sup>74</sup>.

Os CCEAR's podem ser classificados segundo diferentes critérios, os quais muitas vezes se sobrepõem. Dentre os mais importantes tipos, há: (i.) CCEAR's de *energia nova* vs. CCEAR's de *energia velha*<sup>75</sup>; (ii.) CCEAR's de *fontes convencionais* vs. CCEAR's de *fontes alternativas*<sup>76</sup>; (iii.) CCEAR's por *disponibilidade* vs. CCEAR por *quantidade* de energia<sup>77</sup>.

Os CCEAR's de energia nova decorrem de leilões específicos, organizados segundo certas periodicidades<sup>78</sup> e fontes, e dão origem a novos empreendimentos de geração (daí, no leilão, a concomitância do contrato de venda com o título de geração respectivo). Têm prazo que varia entre 15 a 30 anos e se destinam a suprir as necessidades futuras, de expansão do mercado das distribuidoras. Já os CCEAR's de energia velha são também oriundos de leilões próprios e obedecem a determinada periodicidade mas se destinam à substituição de contratos já existentes cujas vigências estão por se encerrar no horizonte considerado.

A distinção entre CCEAR's por disponibilidade e por quantidade – que pode ser aplicada seja aos leilões de energia nova seja àqueles energia velha – diz respeito ao sujeito – comprador ou vendedor – que arcará com os “riscos hidrológicos” associados ao preço da energia no mercado de curto prazo. Nos termos do art. 28, § 4º do Decreto 5.163/2004, nos contratos por disponibilidade, “os custos decorrentes dos riscos hidrológicos serão assumidos pelos agentes compradores, e eventuais exposições financeiras no mercado de curto prazo da CCEE, positivas ou negativas, serão assumidas pelos agentes de distribuição, garantido o repasse ao consumidor final, conforme mecanismo a ser estabelecido pela ANEEL.” Nestes contratos, o gerador recebe uma receita fixa para cobertura de seu investimento e custos fixos e, caso seja despachado pelo ONS, tem direito ainda à cobertura de seus custos de operação. No caso do contrato por quantidade, isso não ocorre: o vendedor é responsável pela “entrega” da quantidade de energia contratada e assume quaisquer riscos relacionados ao preço do mercado spot.

A dicotomia entre CCEAR's de fontes alternativas e CCEAR's de fontes convencionais perpassa as duas distinções anteriores: o MME poderá organizar leilões de fontes alternativas específicas, seja para atendimento à energia nova ou energia velha e os CCEAR's resultantes poderão tanto ser por quantidade quanto por disponibilidade. A periodicidade, a escolha das fontes e dos modelos e finalidades da contratação são questões afetas às políticas públicas perseguidas pela União Federal.

---

<sup>74</sup> Art. 27 Decreto 5.163/2004.

<sup>75</sup> Art. 2º, § 5º, inc. I e II da Lei 10.848/2004.

<sup>76</sup> Art. 2º, § 5º, inc. III.

<sup>77</sup> Art. 2º, § 1º da Lei 10.848/2004.

<sup>78</sup> Art. 19 do Decreto 5.163/2004.

Ao lado dos CCEAR's, outros contratos de suprimento do ACR podem compor o portfólio das distribuidoras<sup>79</sup>. Os mais importantes dentre eles são: os contratos de anteriores a 2004 (realizados sob a égide do modelo de 1995-1998<sup>80</sup>); a geração distribuída comercial<sup>81</sup>; contratos provenientes do Proinfa<sup>82</sup>; compras compulsórias de energia da usina de Itaipu<sup>83</sup>; compras compulsórias de energia proveniente de usinas nucleares<sup>84</sup>; contratos de cotas de potência de geradores em regime de serviço público<sup>85</sup> e, ainda, a energia contratada nos termos do art. 1º da Medida Provisória nº 688<sup>86</sup>.

Por fim, as distribuidoras ainda possuem a oportunidade de realizar, no ACR, os chamados “contratos de ajuste”<sup>87</sup>: eles são oriundos de leilões promovidos pela ANEEL e configuram contratos bilaterais com prazo de suprimento máximo de 2 anos e com montantes de até 5% da carga total contratada. Esta é a única ocasião em que os comercializadores podem participar do ACR (na condição de vendedores de energia às distribuidoras).

## 2.4.O Ambiente de Contratação Livre – ACL

O Decreto 5.163/2004 define o ACL como “o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos (...)”<sup>88</sup>. Uma vez que a compra-e-venda é um negócio comum tanto ao ACR quanto ao ACL, o caráter discriminatório da definição do ACL face ao ACR recai na ideia de “livre negociação” (pautada, porém, pelas normas regulatórias pertinentes, ou seja, as já referidas Regras e Procedimentos de Comercialização). A base legal da definição regulamentar é o § 3º do art. 1º da Lei 10.848/2004, a qual, por sua vez, remete ao art. 10 da Lei 9.648/1998. Em todos esses dispositivos faz-se menção à liberdade de contratação como traço característico do ACL.

Nos termos do art. 47 do Decreto 5.163/2004, fazem parte do ACL (i.) os geradores de energia elétrica que optarem por participar deste mercado; (ii.) necessariamente, os comercializadores de energia autorizados, incluindo-se os importadores e exportadores e (iii.) consumidores que preencherem certas condições objetivas e optarem por este ambiente, subdivididos em: (iii.1.) consumidores “livres”

---

<sup>79</sup> Art. 2º, § 8º da Lei 10.848/2004.

<sup>80</sup> Não poderão ser aditados, cf. art. 21 da Lei 10.848

<sup>81</sup> Arts. 14 e 15 do Decreto 5.163/2004..

<sup>82</sup> Arts. 3º e segs. da Lei 10.438/2002.

<sup>83</sup> Lei 5.899/1973.

<sup>84</sup> Lei 12.111/2009.

<sup>85</sup> São os chamados “Contratos de Cotas de Garantia Física” criados pela Lei 12.783/2013.

<sup>86</sup> Convertida na Lei 13.203/2015.

<sup>87</sup> Arts. 26 e 32 do Decreto 5.163/2004.

<sup>88</sup> Art. 1º, § 2º, II do Decreto 5.163/2004. Repete-se a definição no art. 47, § 2º, II do mesmo Decreto.

em sentido estrito, isto é, os sujeitos que atenderem às condições dos arts. 15 e 16 da Lei 9.074/1995<sup>89</sup> (infra, Capítulo 5) e (iii.2.) os consumidores “especiais”, isto é, consumidores que atenderem às condições do art. 26, § 5º, da Lei 9.427/1996<sup>90</sup> (infra, Capítulo 5).

Como o nome indica, o traço distintivo do ACL é a liberdade que possuem as partes para celebrarem contratos segundo suas conveniências, estratégias comerciais e necessidades. Atendidas certas condições e exigências regulatórias – relativas ao lastro, ao registro, às medições e ao cronograma de contabilização e liquidação da CCEE – as partes podem estipular entre si as condições negociais e os parâmetros básicos da contratação, tais como: montantes de energia e suas distribuições temporais (sazonalização e modulação), prazos e períodos de fornecimento, preços, alocação de riscos etc. Por outro lado, essa liberdade não é irrestrita ou incondicionada: o ACL está sob a regulação das mesmas fontes normativas indicadas antes e valem, também para ele, diretrizes de proteção e tutela do consumidor<sup>91</sup>, nada obstante não seja, *prima facie*, aplicável às suas relações, o Código de Defesa do Consumidor (CDC, Lei 8.070/1990), mas, antes, o direito civil (Parte Geral, Obrigações e Contratos<sup>92</sup>).

Dado o reconhecimento de espaços à autonomia da vontade, os tipos contratuais que podem ser encontrados no ACL são vários. Conquanto o negócio mais comum seja a compra-e-venda<sup>93</sup>, são possíveis – e praticadas – outras figuras como o mútuo, a doação<sup>94</sup> e a permuta<sup>95</sup>. Relativamente aos negócios dotados de algum grau de especificidade no ACL, destacam-se os seguintes: (i.) cessão de montantes de energia, por parte de consumidores livres e especiais<sup>96</sup>; (ii.) contratos de Compra-e-Venda de Energia Incentivada (CCEI), proveniente de certas fontes<sup>97</sup>; (iii.) contratos celebrados pelo

---

<sup>89</sup> Art. 1º, § 2º VIII do Decreto 5.163/2004.

<sup>90</sup> Art. 1º, § 2º, X do Decreto 5.163/2004. Do mesmo diploma, veja-se o art. 48.

<sup>91</sup> A proteção ao consumidor de energia elétrica é diretriz vinculante para toda a indústria. Dispositivos da regulação setorial enfatizam este ponto: art. 1º, IX da Lei 9.478/1997; art. 3º, IX da Lei 9.427/1996; arts. 3º, II e III; 4º, II; 13 do Decreto 2.335/1997; art. 2º do Decreto 2.655/1998; art. 10, par. único do Decreto 2.655/1998 dentre outros.

<sup>92</sup> Podem ser lembradas aqui as disposições da Parte Geral do Código Civil brasileiro (art. 124 e segs.); as disposições sobre responsabilidade pré-contratual; a exigência de boa-fé em todas as etapas da vida do contrato (art. 422); os deveres de informação; a exigência de equilíbrio e, em certa medida, a função social dos contratos (art. 421 do CCB). Aplicáveis são também, em tese, os institutos da lesão (art. 157), do abuso de direito (art. 187), da onerosidade excessiva (art. 478) etc.

<sup>93</sup> A Convenção de Comercialização conceitua o contrato típico do ACL como o “instrumento jurídico que formaliza a compra e venda de energia elétrica entre Agentes da CCEE, tendo por objeto estabelecer preços, prazos e montantes de suprimento em intervalos temporais determinados.” Esta definição é defeituosa, uma vez que confunde o ato jurídico com sua formalização, mas serve para dar uma ideia de como a legislação brasileira entende o negócio jurídico. Noção semelhante é repetida no § 3º do artigo 4º da mesma Convenção.

<sup>94</sup> Não está expressamente disciplinada, mas nada impede que se a pratique. Para um exemplo: <https://www.comerc.com.br/siteen/noticiasdetalhes.asp?cod=81>.

<sup>95</sup> Art. 28 do Decreto 2.003/1996.

<sup>96</sup> Este negócio jurídico foi reconhecido pelo art. 25 da Lei 12.783/2013 e regulamentado pela Portaria 185/2013 do Ministério de Minas e Energia. Em síntese, os consumidores do ACL são autorizados a revender excedentes de energia comprada e não consumida a outros agentes do ACL, consumidores, geradores ou comercializadores. As base da negociação da cessão são livres, mas não alteram os direitos e obrigações originalmente estabelecidos no contrato de compra-e-venda que está na base da cessão

<sup>97</sup> Estes contratos têm supedâneo no art. 26, §§ 1º, 1º-A, 1º-B e 1º-C da Lei 9.427/1996. O grande diferencial desses negócios é o significativo desconto que o transporte da energia transacionada recebe, por via de reduções na Tarifa de Uso da Transmissão e da Distribuição (TUST/TUSD), estabelecidas pela ANEEL. Os CCEI's podem ser celebrados com quaisquer consumidores livres ou especiais, mas são obrigatórios para estes últimos. Atualmente, estão regulados na REN ANEEL 247/2006.

comercializador varejista<sup>98</sup>; (iv.) contratos de compra-e-venda de energia realizados *ex post*, isto é, depois de verificadas as posições dos agentes no mercado de liquidação de sobras e diferenças<sup>99</sup>; (v.) contratos de compra-e-venda realizados por geradores de titularidade estatal<sup>100</sup>.

Respeitadas as determinações – e o cronograma – constantes das Regras e Procedimentos de Comercialização, o conteúdo - e a dinâmica - dos contratos celebrados no ACL varia bastante. Na prática setorial encontram-se transações de curto (1 a 2 dias), médio e longo prazos (até 20 anos); com ou sem garantias de pagamento<sup>101</sup>; com diferentes critérios de sazonalização e modulação; *swaps* de energia; distintas regulações de riscos atinentes a caso fortuito ou força maior; critérios de formação de preços mais ou menos atrelados ao PLD e cláusulas de reajuste; diferentes tipos de flexibilidades (cláusulas *take-or-pay*) etc. Atualmente<sup>102</sup>, está em curso a formação de um mercado de derivativos de energia – que, rigorosamente, não faz parte do ACL mas que, espera-se, o impulsionará. Um último elemento digno de nota é o uso frequente, nos contratos do ACL, de cláusulas arbitrais.

## 2.5.O mercado de diferenças

Como dito anteriormente, o ponto de confluência do ACR e do ACL é o mercado de diferenças (*imbalances*), organizado e executado por uma entidade específica, separada do operador do sistema (ONS). Trata-se da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, qualificada legalmente como uma pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, que atua sob autorização do poder concedente (União) e que se submete à regulação e fiscalização da ANEEL. Sua finalidade principal é “viabilizar a comercialização de energia elétrica” no Sistema Interligado Nacional<sup>103</sup>. A CCEE é integrada – obrigatoriamente<sup>104</sup> - por titulares de concessão, permissão ou autorização que

---

<sup>98</sup> O comercializador varejista foi instituído pela REN ANEEL 570/2013. Ele atua como representante de consumidores livres, incentivados e alguns específicos tipos de geradores.

<sup>99</sup> Dada a obrigação que os consumidores do ACL possuem de contratar 100% de seu consumo por meio de contratos bilaterais (*supra*), é bastante frequente a negociação *ex post* de posições no mercado de liquidação de diferenças (*infra*). Uma vez encerrada a contabilização do mês anterior e conhecidas as posições de cada agente, a CCEE admite, durante um curto período de tempo no mês seguinte, negociações bilaterais que cubram as exposições verificadas preliminarmente. No jargão do mercado, esta é a efetiva “janela do curto prazo”.

<sup>100</sup> A natureza pública da empresa torna-a suscetível de controles mais rígidos de contratação e à submissão a leis específicas (Lei 8.666/1993, Lei 13.303/2016). Especificamente com relação aos contratos de energia, as empresas estatais devem observar vários dispositivos legais, como, p.ex.: arts. 9º, 54 e 55 do Decreto 5.163/2004; arts. 1º, § 9º e 4º, §§ 6º e 7º da Lei 10.848/2004; Art. 27 da Lei 10.433/2002; art. 22 da Lei 11.943/2009, dentre outros.

<sup>101</sup> Normalmente, contratos de mais longo prazo costumam exigir-las e relacioná-las à efetivação do registro dos montantes e períodos de venda pelo vendedor.

<sup>102</sup> Agosto de 2020. Em março de 2020, a Comissão de Valores Mobiliários – CVM autorizou o Balcão Brasileiro de Energia (BBCE) a realizar esses negócios.

<sup>103</sup> Art. 4º da Lei 10.848/2004.

<sup>104</sup> Art. 11-A, § 2º da Convenção de Comercialização.



transacionam energia no SIN e também pelos consumidores habilitados a participar do ACL<sup>105</sup>. É regida por regras e procedimentos de comercialização, editadas pelo poder concedente e pela ANEEL<sup>106</sup>.

Suas competências, composição, estrutura e governança estão estabelecidas de modo detalhado no Decreto 5.177/2004<sup>107</sup>. Ao longo do tempo, a CCEE foi assumindo uma grande gama de atribuições, bastante heterogêneas e nem sempre diretamente relacionadas com a coordenação e realização do mercado de diferenças. Por força dessas atribuições casuísticas e sucessivas, a Câmara faz a gestão de contratos específicos de energia (reserva, cf. adiante), de contas e encargos setoriais como a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE<sup>108</sup> e, também, de elementos tarifários das distribuidoras de energia elétrica (como as “Bandeiras Tarifárias”)<sup>109</sup>. Desse conjunto todo interessam aqui apenas as macro-funções de (i.) contabilização e liquidação das diferenças (a coordenação do que no Brasil se chama de “mercado de curto prazo” ou “spot”<sup>110</sup>) e (ii.) a aferição de lastro dos agentes (e seu eventual sancionamento em caso de falta)<sup>111</sup>.

A contabilização e liquidação de diferenças<sup>112</sup> envolvem variadas operações segundo um cronograma preestabelecido nas Regras e Procedimentos de Comercialização. De modo simplificado, na contabilização são apuradas as sobras e déficits de energia de cada agente, a partir da comparação dos seus dados físicos de medição<sup>113</sup> (produção<sup>114</sup> ou consumo no período de apuração), com os registros na CCEE de montantes de energia vendida ou comprada para o mesmo período<sup>115</sup> (“medição vs. contrato” ou “balanço energético”<sup>116</sup>). A liquidação, por sua vez, consiste no procedimento de pagamentos/recebimentos das sobras e diferenças, realizados de forma multilateral – e com um sistema

---

<sup>105</sup> Art. 4º, § 1º da Lei 10.848/2004. Há algumas exceções que não serão referidas aqui.

<sup>106</sup> Art. 4º, § 2º da Lei 10.848/2004.

<sup>107</sup> Composição e estrutura: arts. 4º e 5º do Dec. 5.177; art. 12 e segs. da Convenção de Comercialização. Governança: art. 4º, §§ 3º-5º da Lei 10.848/2004 e Decreto 5.177/2004. Os direitos e deveres gerais dos agentes encontram-se no art. 16 e segs. da Convenção de Comercialização. Ainda com relação a seu funcionamento, é importante notar que a CCEE pode ter seus atos revistos pela ANEEL, cf. art. 3º, § 2º do Decreto 5.163/2004 e seu princípio básico de organização é a transparência, alcançada por vários procedimentos de formação, compartilhamento e divulgação de informações relativas às operações do mercado e auditorias de seus processos e procedimentos (arts. 2º, VIII; 28, II e 52 e segs. da Convenção de Comercialização).

<sup>108</sup> Instituída pelo art. 13 da Lei 10.438/2002 e regulamentada por inúmeros diplomas como a Lei 13.360/2016 e o Decreto 9.022/2017.

<sup>109</sup> O rol das competências encontra-se no art. 2º do Decreto 5.177/2004.

<sup>110</sup> “Mercado de Curto Prazo – segmento da CCEE onde são comercializadas as diferenças entre os montantes de energia elétrica contratados e registrados pelos Agentes da CCEE e os montantes de geração ou consumo efetivamente verificados e atribuídos aos respectivos Agentes da CCEE.” Art. 1º da Convenção de Comercialização.

<sup>111</sup> Art. 2º do Decreto 5.177/2004. Interessam-no mais de perto, as incumbências indicadas nos incisos III, IV, V, VI, VII e VIII.

<sup>112</sup> Veja-se a definição conjunta destes processos no art. 1º da Convenção de Comercialização e no art. 58 do Decreto 5.163/2004. Separadamente, contabilização é definida como “processo de apuração da comercialização de energia elétrica entre os Agentes da CCEE, que determina em intervalos temporais definidos, a situação de cada agente, como credor ou devedor na CCEE.” (art. 1º da Convenção de Comercialização). Ideia semelhante é veiculada no art. 40 da mesma Convenção.

<sup>113</sup> Art. 38 da Convenção de Comercialização.

<sup>114</sup> Lembre-se que, no caso de certos geradores hídricos, a energia computada como tendo sido produzida poderá advir do MRE, cf. supra.

<sup>115</sup> A hipótese do texto alude à situação padrão, de geradores-vendedores e consumidores-compradores. Com relação aos comercializadores, por óbvio que a comparação se dá apenas entre contratos de compra e de venda de energia.

<sup>116</sup> As perdas técnicas recebem o tratamento previsto no § 5º do art. 57 do Decreto 5.163/2004.

de garantias<sup>117</sup> - em base ao Preço de Liquidação de Diferenças, PLD<sup>118</sup>. Atualmente, esses procedimentos são feitos com periodicidade mensal e com o PLD fixado *ex ante* para cada semana do mês de referência, diferenciado em patamares de carga (leve, médio e pesado) e submercados. Espera-se para 2021 a formação do preço horário.

Relativamente à aferição de lastro para venda e compra, ele também é feito com periodicidade mensal – incluído na contabilização e liquidação – mas seu critério de determinação é outro: na grande maioria dos casos, a CCEE leva em consideração uma média móvel das transações dos últimos 12 meses do agente e admite mecanismos de compensação de faltas e sobras verificados nesse espaço de tempo<sup>119</sup>. Em hipótese de falta, são aplicadas penalidades.

De modo resumido, estas são as linhas básicas das atividades de contabilização e liquidação de diferenças, e de aferição de lastros contratuais realizadas pela CCEE. Como se disse acima, há outras tarefas que a Câmara realiza, mas que não serão aqui apresentadas. Para a maior parte das questões tratadas pela CCEE admite-se o recurso à mediação e à arbitragem<sup>120</sup>. O desligamento de um agente da Câmara – por inadimplemento de suas obrigações associativas e do mercado, ou por decisão voluntária - importa em impedimento de seguir realizando contratos de compra-e-venda de energia no âmbito do SIN.

## CAPÍTULO 3

### Transmissão

#### 3.1. Introdução

Em 2019, o principal conjunto de instalações de transmissão do sistema brasileiro, integrante do Sistema Interligado Nacional – SIN, a Rede Básica (adiante), possuía um total de 141.756 km, assim distribuídos: cerca de 9.200 km de linhas de 800 kV (corrente contínua); 1.700 km, de linhas de 750 kV (corrente alternada); 9.500 km de linhas com 600 kV (corrente contínua); 51.100 km de linhas com 500 kV (corrente alternada); 6.900 km de linhas de 440 kV (corrente alternada); 9.500 km de linhas com 345 kV (corrente alternada) e 53.700 km de linhas de 230 kV (corrente alternada)<sup>121</sup>. Esses ativos estão

---

<sup>117</sup> As garantias estão genericamente previstas no art. 47 da Convenção de Comercialização (e também em seus arts. 17, III e 24, VIII) e disciplinadas nas Regras e Procedimento. O trato da inadimplência encontra-se nos arts. 5º e 17, IV e § 1º da Convenção.

<sup>118</sup> Como já indicado, o PLD é um valor estabelecido de modo centralizado pela CCEE. Ele tem por base o Custo Marginal de Operação – CMO, mas dele diferente em alguns aspectos: possui teto e pisos estabelecidos pela ANEEL, a par de observar outros critérios formativos indicados no art. 1º, III e § 5º da Lei 10.848/2004 e, especialmente, art. 57 do Decreto 5.163/2004.

<sup>119</sup> Art. 3º do Decreto 5.163/2004.

<sup>120</sup> Art. 58 e segs. da Convenção de Comercialização.

<sup>121</sup> Dados do ONS, disponíveis em <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>.

distribuídos entre mais de mais de 200 companhias, entre empresas estatais (grande maioria) e privadas. Como se vê, os ativos de transmissão, no Brasil, são pulverizados, embora a operação destas instalações seja centralizada pelo Operador Nacional do Sistema – ONS.

Esse conjunto todo de instalações de transmissão possui uma importante função energética, além daquela elétrica que lhe é tradicional. Como já mencionado na Introdução, as linhas de transmissão de interesse sistêmico permitem uma eficiente gestão da água nos reservatórios das usinas hidrelétricas. Assim, é tradicional dizer-se que, no Brasil, o sistema de transmissão da Rede Básica tem (também) função energética.

Sob o ângulo regulatório, a indicação exata do regime jurídico de todas as instalações de transporte de energia não é questão simples. Isto porque a legislação brasileira não tomou um claro partido entre os dois critérios possíveis de diferenciação das duas funções que compõem, genericamente, o serviço de rede, ou seja, a transmissão e a distribuição: ora avulta o critério de tensão, ora aquele de função<sup>122</sup>. Excetuando-se as instalações da Rede Básica<sup>123</sup>, que prestam inequivocamente serviço público de transmissão, há uma zona cinzenta, em que ativos com tensões situadas abaixo de 230 kV ora são tidos por instalações de transmissão (distintas da Rede Básica), ora de distribuição (e ora, ainda, como instalações de rede de interesse restrito de geradores). Veja-se.

### 3.2. Os diferentes serviços e instalações de transmissão

Nos termos originais da reforma de 1995, as instalações de transmissão (não definidas), deveriam ser de três e apenas de três tipos<sup>124</sup>. Em primeiro lugar, as instalações componentes da chamada Rede Básica, caracterizadas pelos seguintes traços: (i.) seriam de titularidade dos agentes transmissores concessionários de serviço público (de transmissão); (ii.) operariam de forma centralizada, sob regras estabelecidas por um ente específico (operador do sistema); (iii.) deveriam proporcionar a *otimização eletroenergética* do sistema elétrico nacional<sup>125</sup>. Em segundo lugar, existiriam instalações de transmissão “de âmbito próprio do concessionário de distribuição”, as quais fariam parte das concessões de serviço público de distribuição<sup>126</sup>. Em terceiro e último lugar, estariam as instalações de transmissão “de interesse restrito das centrais de geração”, igualmente integrantes das respectivas outorgas<sup>127</sup> (concessões de serviço público, de uso de bem público ou autorizações, cf. Capítulo 1, *supra*). Segundo a Lei 9.074/1995, todos os ativos de transmissão então existentes nas empresas (estatais) verticalizadas,

---

<sup>122</sup> Essa oscilação entre o critério de tensão e aquele da função vem desde muito cedo (art. 4º do Decreto 41.019/1957) e nunca foi resolvida no direito brasileiro.

<sup>123</sup> Ativos de rede superiores a 230 kV e que perfazem o total mencionado acima de 141.756 km.

<sup>124</sup> Art. 17 da Lei 9.074/1995, em sua redação original.

<sup>125</sup> § 1º do art. 17, em sua redação original.

<sup>126</sup> § 2º do art. 17, em sua redação original.

<sup>127</sup> § 3º do art. 17, em sua redação original.

bem como aqueles futuros, deveriam ser classificados em uma destas três categorias<sup>128</sup>. Essa tripartição nunca foi, porém, observada rigorosamente. Com o tempo, novas instalações de transmissão surgiram, algumas, inclusive, à margem da lei.

Atualmente, o panorama das instalações de transmissão no direito brasileiro é este: (i.) instalações de transmissão da Rede Básica (ativos que operam em tensões superiores a 230 kV, cf. supra)<sup>129</sup>; (ii.) instalações de transmissão de interesse dos agentes de distribuição e integrantes de suas concessões<sup>130</sup>; (iii.) instalações de transmissão de interesse dos agentes geradores, sob duas modalidades: (iii.1.) instalações de transmissão de um gerador singular<sup>131</sup>; (iii.2.) instalações de transmissão de um conjunto de geradores, por eles compartilhadas: são as chamadas “Instalações de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada – ICG’s”<sup>132</sup>; (iv.) instalações de transmissão não componentes da Rede Básica, mas ainda assim integrantes das concessões de serviço público de transmissão (são as chamadas “Demais Instalações de Transmissão – DIT’s”<sup>133</sup>); (v.) instalações de transmissão próprias de conexões internacionais<sup>134</sup> e, ainda (vi.) instalações de transmissão de interesse exclusivo de consumidores livres<sup>135</sup>.

A exposição que se segue concentra-se especificamente no regime jurídico das instalações de transmissão da Rede Básica. São elas que compõem o objeto principal dos contratos de concessão de serviços públicos de transmissão, a cargo das respectivas concessionárias, e que prestam o serviço (público) de transmissão típico, sob orientação e coordenação do Operador Nacional do Sistema.

### 3.3. O serviço de transmissão da Rede Básica – Generalidades e processo de obtenção da concessão

A Rede Básica, já se disse, compõe-se dos ativos de rede que operam em tensões superiores a 230 kV. Juridicamente, esses ativos realizam *serviço público*, com todas as consequências que essa noção

---

<sup>128</sup> O procedimento de separação de ativos e de classificação foi estabelecido pelo Decreto 1.717/1995.

<sup>129</sup> Art. 17, § 1º da Lei 9.074/1995, em sua redação atual e art. 6º, § 1º do Decreto 2.655/1998.

<sup>130</sup> Art. 17, § 2º da Lei 9.074/1995, em sua redação atual.

<sup>131</sup> Art. 17, § 3º da Lei 9.074/1995, em sua redação atual.

<sup>132</sup> Art. 6º, §§ 4º, 5º, 6º, 7º e 8º do Decreto 2.655/1998 (e REN ANEEL 320/2008). Por expressa disposição legal, as ICG’s não podem ter seus custos imputados ao serviço de serviço público de transporte (art. 2º, § 9º da Lei 10.848/2004).

<sup>133</sup> Art. 6º, § 3º do Decreto 2.655/1998 (e REN ANEEL 67/2004 e 68/2004). A definição das DIT’s acha-se no art. 4º da REN ANEEL 67/2004). As DIT’s são disponibilizadas diretamente aos interessados, mediante contraprestação específica estabelecida na regulação própria e suas receitas devem ser contabilizadas em separado, relativamente às receitas oriundas das instalações da Rede Básica (art. 3º, II do Decreto 2.655/1998).

<sup>134</sup> Art. 17, §§ 6º e 7º da Lei 9.074/1995 e art. 60, parágrafo único do Decreto 5.163/2004. Em princípio, há duas subespécies de tais instalações, cf. as diferentes hipóteses dos §§ 6º e 7º do referido art. 17. Nos termos do art. 21 do Decreto 7.246/2010, é o MME o encarregado de definir tais instalações, para fins de licitação e outorga. Uma vez construídas, elas serão disponibilizadas, mediante Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão, ao Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, e a ele estarão subordinadas. A remuneração dessas instalações é obtida por meio de um “adicional de uso específico”, nos termos do art. 3º, XX da Lei 9.427/1995.

<sup>135</sup> Decreto 5.597/2005.

comporta no direito brasileiro. Sua realização se dá sob a coordenação do Operador Nacional do Sistema, nos termos do art. 13 da Lei 9.648/1998, que assegura *neutralidade da atividade de transmissão* em face da geração<sup>136</sup> e o livre acesso.

Muito embora as regras de operação – definidas nos já mencionados Procedimentos de Rede – sejam uniformes para todas as instalações da Rede Básica, o regime econômico-financeiro das concessões é distinto, conforme sejam elas (concessões), oriundas de processos licitatórios posteriores a 1995 (Lei 9.074/1995) ou renovações/prorrogações de concessões anteriores (quase em sua totalidade de empresas estatais). Estas últimas concessões encontram-se reguladas, basicamente, pela Lei 12.783/2013 e respectivo regulamento<sup>137</sup> e não serão objeto de atenção neste estudo. Interessa-nos o regime das concessões novas, em grande medida de titularidade de investidores privados.

O processo de outorga tem início com a identificação dos empreendimentos que deverão ser licitados em leilões específicos. Nessa etapa preparatória, de planejamento indicativo, tomam parte diferentes agentes, governamentais ou não, que fazem uso ou possuem competências sobre a Rede Básica do SIN<sup>138</sup>. Ao final, os empreendimentos selecionados constituirão diferentes “lotes” a serem licitados pela ANEEL em leilões periódicos (e previamente submetidos a consultas públicas)<sup>139</sup>. Daí a razão para que, no Brasil, os ativos de transmissão sejam de titularidade de múltiplos agentes.

Para cada lote, o regulador (ANEEL) realiza uma previsão global de receita para todo o período de concessão (30 anos<sup>140</sup>), a ser apropriada em parcelas anuais. Trata-se da Receita Anual Permitida “teto” (“RAP teto”) que balizará o leilão e que, supõe-se, seja apta para remunerar o investimento e cobrir os custos de operação e manutenção. Tratando-se de leilão reverso, os lances são oferecidos em ordem decrescente. Vencerá o proponente que oferecer a menor RAP<sup>141</sup>, a qual fixará o parâmetro

---

<sup>136</sup> No direito brasileiro não há, porém, vedação de propriedade conjunta de ativos de transmissão e geração, cf. conclusão *a contrario sensu* do art. 4º da Lei 9.074/1995.

<sup>137</sup> Consulte-se, em especial, os arts. 6º, 13 e segs., da Lei 12.783/2013, bem como o art. 3º e segs. do Decreto 7.805/2012.

<sup>138</sup> A legislação fala em “Lista de Empreendimentos” e “Planos de Outorga” (art. 3-A, I da Lei 9.427/1996) mas, na prática, o procedimento é outro, um tanto mais fragmentado. Grosso modo, o ONS propõe ampliações e reforços da Rede Básica (art. 13, parágrafo único da Lei 9.648/1998), os quais dão origem a diferentes estudos e validações, a cargo da Empresa de Pesquisa Energética – EPE (Decreto 5.184/2004, arts. 6º e 67, especialmente), do Ministério de Minas e Energia – MME e da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Esses estudos e validações são consubstanciados em 5 diferentes “Relatórios” – “R1”, “R2”, “R3”, “R4” e “R5”, os quais abordam várias questões, desde aspectos técnicos, de planejamento energético e elétrico do sistema, até a viabilidade econômica da instalação, passando por questões ambientais. Tais relatórios subsidiam a decisão de licitar (e a configuração dos objetos de outorga) a ser tomada pela ANEEL, mas não são tidos por vinculantes: “Com base nesses relatórios, o Poder Concedente apontará alternativa de mínimo custo global que resulta na melhor solução técnica necessária para propiciar uma solução estrutural. Igualmente, poderá inserir anexos ao edital contendo características técnicas mínimas (...). De toda forma, a natureza desses relatórios é apenas informativa (...). A escolha sobre a melhor forma de implantação do empreendimento, bem como a solução das questões socioambientais e geográficas envolvidas e que poderão repercutir na obra de construção do empreendimento, são alocadas como risco do proponente vencedor.” SENA, Barbara Bianca, **A Arbitrabilidade Objetiva nas Concessões de Transmissão de Energia Elétrica**, IDP, 2020. , p. 136.

Em termos (muito) simplificados, o edital apenas identifica seu objeto em base aos pontos do sistema que devem ser conectados e as características técnicas essenciais da linha (e demais equipamentos). Ao empreendedor são reservadas as decisões de traçado, modalidade construtiva etc. Para mais detalhes, v. Sena, *Ibid.*, p. 249 e segs.

<sup>139</sup> v. Decreto 4.932/2003 e art. 6º, § 4º da Lei 13.848/2019.

<sup>140</sup> Art. 4º, § 3º da Lei 9.074/1995.

<sup>141</sup> Desde que exista uma diferença de, no mínimo, 5% entre as ofertas. Do contrário, o leilão prossegue.

econômico básico do contrato de concessão, para construção e operação do ativo durante o prazo do contrato (adiante).

### 3.4. O contrato de concessão: objeto, reforços, regime econômico-financeiro e livre acesso

O vencedor do leilão celebrará com a União Federal um *contrato de concessão de serviço público de transmissão* (da Rede Básica). O objeto deste contrato é complexo e envolve (i.) a construção (segundo certo cronograma); (ii.) a operação (sob as determinações do ONS) e (iii.) a manutenção do conjunto de instalações de transmissão concedido (o “lote”). Eventualmente, o concessionário poderá ser obrigado a realizar *reforços futuros* no objeto concedido, os quais se submetem a uma disciplina econômico-financeira própria<sup>142</sup>.

Em face desse objeto incide a regulação do serviço de transmissão, a qual copreende, *grosso modo* (i.) a disciplina técnica da operação, manutenção, padrões de qualidade e aspectos técnicos de conexão e acesso às redes, positivada nos Procedimentos de Rede do ONS, aprovados pela ANEEL (cf. acima); (ii.) a disciplina econômica e a regulação do acesso, conexão e uso do sistema de transmissão, também a cargo da ANEEL<sup>143</sup>. Esse segundo bloco interessa mais de perto<sup>144</sup>.

Para a realização do objeto do contrato de concessão, o concessionário terá direito ao recebimento da RAP resultante do leilão (e de outros valores, a título de “encargos de conexão”, cf. adiante). Tal Receita Anual é custeada por todos os usuários da Rede Básica<sup>145</sup>, por meio da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST<sup>146</sup>, cobrada no âmbito de um específico contrato, o Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST, que encontraremos. Muito embora a legislação determine a construção da TUST em base ao *sin al locacional* (art. 3º, XVIII da Lei 9.427/1996<sup>147</sup>), ainda prepondera na regulação tarifária da transmissão a metodologia do “selo”, ou seja, todos os usuários do SIN pagam o mesmo valor (R\$ por MW), pela demanda de potência contratada no CUST, independentemente de sua

---

<sup>142</sup> Art. 6º, § 1º do Decreto 2.655/1998. O regime dos reforços é um tema que enseja questões interessantes que passam pela sua identificação precisa *vis-à-vis* o que poderia ser uma nova *instalação* (a ser licitada); o regime econômico-financeiro a que se submetem, dentre outras questões.

<sup>143</sup> Art. 7º do Decreto 2.655/1998.

<sup>144</sup> Quanto à regulação econômica, vários elementos e abordagens vêm mudando ao longo do tempo, de modo que as considerações que se seguem oferecem apenas uma “via média” do regime das novas concessões de transmissão. Bárbara Bianca Senna, faz uma distinção em três períodos temporais: 1.) Contratos firmados entre 2000 e 2006; 2.) Contratos firmados entre 2008 até 2014; 3.) Contratos firmados a partir de 2014.

<sup>145</sup> Na proporção aproximada de 50% para carga e 50% para a geração.

<sup>146</sup> Em verdade, a questão é um tanto mais complexa e se deveria distinguir entre a TUST “normal” e a TUST “de fronteira”, mas vão passar ao largo desta importante questão.

<sup>147</sup> E também art. 9º, parágrafo único da Lei 9.648/1998. A disciplina da tarifa por sinal locacional encontra-se na REN ANEEL 117/2004, mas não foi inteiramente implementada. Outras diretrizes encontram-se no art. 7º do Decreto 2.655/1998, dentre eles o caráter não discriminatório, a suficiência para cobertura dos custos, o estímulo à “utilização racional” do sistema de transmissão e a minimização dos custos de ampliação.

localização, consumo efetivo de energia, custos ou benefícios aportados para o sistema elétrico. A RAP – e por via de consequência, a TUST – está submetida a procedimentos de reajuste, revisão extraordinária e, em alguns contratos, a revisões ordinárias. Importante ainda notar que, na TUST, são cobrados importantes encargos setoriais, os quais não compõem, propriamente, o regime econômico-financeiro do serviço concedido<sup>148</sup>.

Último elemento a ser referido diz respeito ao livre acesso. Trata-se de princípio legal estabelecido já no início das reformas setoriais<sup>149</sup>. A disciplina do acesso não discriminatório está a cargo da ANEEL, que atua sob proposta do ONS<sup>150</sup>. Atualmente, tratam especificamente do assunto as Resoluções ANEEL 281/1999, 247/1999 e 666/2015.

### 3.5. Contratos de Rede (CPST, CCT, CUST)

Os contratos típicos de um transmissor são: (i.) Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão – CPST; (ii.) Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST; (iii.) Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão – CCT.

O CPST é firmado entre o ONS e o concessionário de transmissão<sup>151</sup>. Ele disciplina as condições de administração, pelo ONS, das instalações do transmissor e também legitima o operador a “atuar, por conta e ordem” deste agente, “para apurar e administrar a cobrança e a liquidação dos Encargos de Uso do Sistema de Transmissão decorrentes da aplicação da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST<sup>152</sup>.” Relativamente a esta segunda função, é o ONS que realiza todo o complexo de operações contábeis, econômicas e de cobrança da RAP<sup>153</sup> de cada transmissor da Rede Básica, dividindo-a entre os usuários do SIN, e deles cobrando as quantias correspondentes, nos termos do contrato seguinte, o CUST (para posterior pagamento aos transmissores<sup>154</sup>).

---

<sup>148</sup> Dentre os encargos setoriais cobrados via TUST encontra-se a vultosa e multifuncional Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, criada pela Lei 10.438/2002.

<sup>149</sup> Arts. 11, parágrafo único e 15, § 6º da Lei 9.074/1995; art. 13 do Decreto 2.003/1996, dentre outros dispositivos. O procedimento normalmente se inicia com uma Consulta de Acesso – troca de informações em caráter informal que não gera compromissos entre as partes. Na sequência, são realizados estudos de integração das instalações do postulante ao acesso (gerador ou consumidor) à rede básica. São de sua responsabilidade aferir e informar o fluxo de potência, qualidade de tensão. A tais estudos, dimensionamentos e informações, segue-se a chamada “Solicitação de Acesso”, manifestação de vontade que produz efeitos jurídicos, como, por exemplo, o dever de o Operador atuar sob determinados prazos e condições para fornecer o “Parecer de Acesso”. Uma vez obtido esse, o acessante tem 90 dias para assinatura do CUST com o ONS e o CCT com a transmissora acessada.

<sup>150</sup> Art. 13, parágrafo único, alínea f, da Lei 9.648/1998.

<sup>151</sup> Base normativa, art. 6º, § 2º do Decreto 2.655/1998.

<sup>152</sup> Retirado da minuta padrão disponível em [https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais\\_transmissao/documentos/ANEXO\\_2\\_CPST\\_Minuta%20Modelo%20ONS%20-%20LEILAO%2005%202016.pdf](https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_transmissao/documentos/ANEXO_2_CPST_Minuta%20Modelo%20ONS%20-%20LEILAO%2005%202016.pdf)

<sup>153</sup> E de outros encargos embutidos na TUST, como a CDE e a chamada “quota do Proinfra”.

<sup>154</sup> Operacionalmente, o ONS expede mensalmente os documentos “Avisos de Débito” (AVD) e “Avisos de Crédito” (AVC), para os usuários e transmissores, respectivamente (art. 12, REN ANEEL 247/1999). Sob a perspectiva de conjunto, o universo das instalações de transmissão gera uma RAP total do sistema, rateada igualmente por todos os consumidores e por eles paga via TUST, em base à demanda de potência contratada (MUST) no CUST.

O CUST é celebrado entre os usuários da Rede Básica (*grosso modo*, consumidores livres, geradores e distribuidores) e o ONS, na qualidade de representante dos transmissores. Trata-se do (principal) contrato de prestação do serviço público de transmissão e seu parâmetro básico é o Montante de Uso do Sistema de Transmissão – MUST<sup>155</sup>, estabelecido em base à necessidade de demanda de potência que o usuário da rede tiver em cada ponto de conexão. Sobre esta grandeza é aplicada a TUST, tal como acima construída, com o mesmo valor por MW para todo e qualquer contratante (predominantemente sob o critério do “selo”) e independentemente de seu consumo<sup>156</sup>. Conceitualmente, este arranjo<sup>157</sup> permite a cobertura da RAP total da Rede Básica (e, conseqüentemente, de cada transmissor), a cada ano.

O terceiro contrato mencionado, o CCT envolve o usuário e o específico agente transmissor acessado (com a interveniência, apenas do ONS). Ele deve ser celebrado antes do CUST, e sob prévio Parecer de Acesso do operador<sup>158</sup>. O CCT disciplina a relação técnica e operacional entre as partes, bem como a remuneração específica do acesso às instalações (subestação) do transmissor. Quanto a este último aspecto, o acessante assume a obrigação de pagar diretamente à sua contraparte os chamados “encargos de conexão. Como se constata, a receita básica de um transmissor da Rede Básica advém não apenas do uso do sistema (RAP) como das conexões a que estiver submetido (sob a égide do livre acesso).

## CAPÍTULO 4.

### Distribuição

#### 4.1. Introdução

O segmento de distribuição de energia elétrica cobre cerca de 95% do território alcançado pelo SIN e atende a cerca de 86 milhões de consumidores neste sistema que conta com aproximadamente 40 empresas concessionárias, tanto estatais (estaduais) quanto privadas<sup>159</sup>.

---

<sup>155</sup> Veja-se a REN ANEEL 666/2015. O CUST contempla também pagamento de ultrapassagem.

<sup>156</sup> “Portanto, o objeto do contrato será a “disponibilização de uma determinada infra-estrutura de transmissão” e não o “volume de energia transmitida”: as transmissoras, “em última análise, vendem a disponibilização de uma atividade e recebem pagamentos em função da quantidade de tempo que deixam seu serviço à disposição dos usuários” (Ac. nº 453/2007-Plenário-TCU).

<sup>157</sup> De prestações mensais.

<sup>158</sup> Regula o tema a REN ANEEL 281/1999. Na legislação ordinária, o Parecer de Acesso é mencionado apenas para as usinas do Proinfa, nos termos do art. 3º, § 5º da Lei 10.438/2002.

<sup>159</sup> Dados da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – Abradee, acessados em <https://www.abradee.org.br/material-de-divulgacao/>, em 12 de outubro de 2020.



## 4.2. Título e objeto do contrato de concessão de serviços públicos de distribuição

No direito brasileiro a atividade de distribuição é considerada *serviço público* e, portanto, titulada pela respectiva concessão ou permissão, sendo, de longe, mais utilizada a primeira<sup>160</sup>. As concessões têm prazo de até 30 anos, prorrogáveis por igual período<sup>161</sup>.

Relativamente ao objeto da concessão, é necessário distinguir entre duas tarefas realizadas, cumulativa ou alternativamente, pelo concessionário<sup>162</sup>: (i.) o serviço de transporte de energia; (ii.) a atividade de venda da energia, a comercialização<sup>163</sup>. Normalmente, quando se fala de *fornecimento de energia* no âmbito da distribuição, está-se a referir a ambas as atividades. Rigorosamente, apenas a distribuição *stricto sensu* tem natureza de monopólio natural e é concedida, em princípio, com exclusividade para certa área delimitada no contrato de concessão<sup>164</sup>. Esse serviço de transporte é remunerado por tarifas de uso da rede<sup>165</sup>. Diversa é a situação da comercialização de energia. No direito brasileiro, a distribuidora detém a exclusividade de fornecimento em face dos chamados *consumidores cativos* de tal sorte que, para esses sujeitos, a regulação estrita incide não apenas na disciplina do monopólio natural (serviço de rede), mas também na conformação da relação de compra-e-venda (em que a contraprestação pela coisa toma a natureza de *tarifa de energia* cf. adiante)<sup>166</sup>.

Ainda com relação ao objeto, convém fazer duas rápidas observações. A primeira: para além das duas atividades mencionadas, outras ainda existem que a distribuidora pode realizar. O elenco das *atividades acessórias*, sua natureza jurídica e o preciso regime a que estão submetidas são controversos<sup>167</sup>. Nada obstante isso, as receitas derivadas dessas atividades são, em parte, consideradas para fins de determinação do *equilíbrio econômico-financeiro* da concessão e contribuem

---

<sup>160</sup> As normas setoriais ainda falam de *autorização* em relação à concessão (art. 1º, § 2º, IV do Decreto 5.163/2004, p.ex.), mas não se tem notícia do emprego deste título e de qual seria seu regime jurídico. Quanto ao uso da permissão (de serviço público), tendencialmente, aplica-se às cooperativas de eletrificação rural por força do art. 23 da Lei 9.074/1995. A decisão acerca do uso da concessão ou da permissão não guarda relação necessária com outra distinção feita pelas normas setoriais, fundada no porte da distribuidora. Com efeito, a legislação estabelece regime jurídico parcialmente diferente para distribuidoras de menor porte, sobretudo referente a seus contratos de suprimento. Sobre esta última diferença e suas consequências normativas, v. art. 3º, inc. XI e §§ 2º e segs. Lei 9.427/1995; art. 10, § 5º da Lei 9.648; art. 2º, § 12 da Lei 10.848.

<sup>161</sup> Art. 4º, § 3º da Lei 9.074/1995; art. 8º do Decreto 2.655/1998. Especificamente sobre a prorrogação, art. 7º da Lei 12.783/2013.

<sup>162</sup> Essa distinção nem sempre era feita, cf. art. 5º do Decreto 41.019/1957. As concessões de distribuição podem prever, ainda, a outorga de ativos – e serviços – de transmissão, não integrantes da Rede Básica, cf. art. 17, § 2º da Lei 9.074/1995. Sobre eles, já discorremos anteriormente.

<sup>163</sup> Art. 10 do Decreto 2.655/1995.

<sup>164</sup> Como regra geral, concessões de serviços públicos não são dadas com exclusividade, mas podem sê-lo (arts. 16 e 5º da Lei 8.987/1995). Na distribuição de energia, mesmo em sentido estrito, a exclusividade tem nuances. Vejam-se os arts. 23 da Lei 9.074/1995 e 15 da Lei 10.438/2002. De outra banda, o art. 4º-B da Lei 9.074/1995 permite reconfiguração de áreas, sob os critérios que especifica.

<sup>165</sup> Há usuários – os consumidores livres e especiais – que apenas usam o serviço de fio da distribuidora local à qual estão conectados, uma vez que necessitam valer-se de sua estrutura para receber a energia que compram de outros sujeitos.

<sup>166</sup> Mesmo os consumidores cativos que são obrigados a receber da distribuidora energia e transporte, relacionam-se diferentemente com ela, conforme suas características: alguns pagam apenas uma tarifa num único contrato; outros, embora tenham firmado apenas um contrato único, remuneram separadamente distribuição *stricto sensu* e energia; outros consumidores cativos, por fim, devem separar não apenas a contraprestação, mas têm de celebrar dois negócios jurídicos distintos (são os consumidores “potencialmente livres”, cf. supra).

<sup>167</sup> V. art. 11 da Lei 8.987/1995 e art. 3º, III do Dec. 2.335/1997, além da REN ANEEL 581/2013, com as especificações e delimitações pertinentes.

para a modicidade tarifária. A segunda nota: por força de vedações trazidas principalmente a partir de 2004, os distribuidores não podem realizar uma série de atividades, dentre elas as de geração, transmissão e, ainda, a venda de energia a preços e condições livremente negociados com os consumidores livres<sup>168</sup> (salvo em um caso<sup>169</sup>).

### 4.3. Condições gerais do serviço

No direito brasileiro, as condições gerais de fornecimento estão estabelecidas na REN ANEEL 414/2010 que em seus 229 artigos cuida de todas as questões atinentes ao fornecimento de energia aos consumidores cativos<sup>170</sup>. Nesta Resolução, a ANEEL estabelece minudentemente uma série de providências relativas aos mais diversos temas. Por exemplo: atividades preparatórias do fornecimento (solicitação e obrigação de atendimento, obras, cadastramento, definição de ponto de entrega e ramais de consumidores); enquadramento dos consumidores, sob diferentes critérios; procedimentos de medição e faturamento; modalidades tarifárias; disciplina da suspensão de fornecimento<sup>171</sup>; encerramento da relação contratual; serviços adicionais; inadimplemento e penalidades; irregularidades; responsabilidades do consumidor (inclusive por distúrbios no sistema elétrico); responsabilidade da distribuidora por danos elétricos, obras etc.

Sempre nos termos desta Resolução, os consumidores são classificados segundo diferentes critérios e para diferentes finalidades. As principais classificações feitas são as seguintes: (i.) Consumidores cativos *stricto sensu* vs. consumidores cativos (mas) *potencialmente livres* (v. Capítulo 5); (ii.) consumidores agrupados segundo a tensão de atendimento<sup>172</sup>. Levando em consideração essas – e outras distinções – são estabelecidos diferentes padrões de serviço e tarifas.

---

<sup>168</sup> Art. 4º, §§ 5º e segs. da Lei 9.074/1995.

<sup>169</sup> Art. 4º, § 13 da Lei 9.074/1995.

<sup>170</sup> No que segue, afora uma menção muito geral, deixaremos de fora o relacionamento restrito da distribuidora com os consumidores livres e especiais que, por meio do exercício do direito de livre acesso, tomam dela apenas o serviço de transporte de energia, regulado em normas e contratos próprios. Também não trataremos da recente possibilidade de negociação com consumidores livres de que trata o § 13 do art. 4º da Lei 9.074/1995.

<sup>171</sup> Em base aos arts. 6º da Lei 8.987; 17 da Lei 9.427; art. 24 da Lei 10.848; art. 73 do Dec. 5.163; art. 9º da Lei 12.212.

<sup>172</sup> Esse critério dá origem aos chamados “Grupos”, assim concebidos pela REN ANEEL 414/2010: Grupo A: consumidores atendidos em tensão primária de distribuição, ou seja, em tensões que variam de 2,3 kV a 230 kV. Subdividem-se, ainda, nos Subgrupos A1, A2, A3 e A4 conforme as específicas tensões de atendimento (adiante). Esses consumidores devem celebrar os contratos indicados no art. 61 e segs. da REN ANEEL 414/2010 (energia e rede) e pagam tarifas diferenciadas de energia e demanda de potência (adiante). Grupo B: consumidores atendidos em tensão secundária de distribuição, ou seja, em tensões inferiores a 2,3 kV. Subdividem-se, ainda, não conforme específicas tensões de atendimento, mas conforme o uso preponderante da energia na unidade consumidora. Assim temos o Subgrupo B1, composto de consumidores residenciais; o Subgrupo B2, dos consumidores rurais; o Subgrupo B3, integrado por consumidores industriais, comerciais e prestadores de serviços; o Subgrupo B4, específico para a iluminação pública. De regra, e diferentemente dos consumidores do Grupo A, estes consumidores celebram com a distribuidora um contrato de adesão, em razão do qual pagam uma tarifa mais simplificada (“monômica”, cf. adiante).

#### 4.4. Tarifas

As bases legais da política tarifária do serviço público de distribuição no direito brasileiro estão assentadas nos arts. 9º e 10 da Lei 8.987/1995 e nos arts. 14 e segs. da Lei 9.427/1997. A eles juntam-se inúmeros outros, provenientes de variadas leis, regulamentos e, especialmente, atos administrativos normativos oriundos da ANEEL. De modo geral, por *tarifa* entende-se a (natureza da) contraprestação devida pelo usuário de um serviço público, específico e divisível. Sua nota característica está em que ela é *estruturada (construída)* e, de regra, *fixada unilateralmente* pelo poder público. O setor elétrico já teve distintas políticas tarifárias para o serviço de distribuição. Por muito tempo, esteve em vigor o *serviço pelo custo* (Código de Águas, art. 178 e segs.); depois, passou-se à política da *equalização tarifária* (Decreto 2.432/1988) e, atualmente, vige, para os serviços de distribuição de energia elétrica, a política do *serviço pelo preço*, na modalidade de *price cap regulation* (arts. 9º da Lei 8.987/1995 e 14 e segs. da Lei 9.427/1996)

A construção e a imputação de diferentes tarifas no âmbito dos serviços públicos de distribuição estão centradas em dois pilares: o consumo de energia e o uso da rede. As tabelas a seguir resumem as principais possibilidades tarifárias para os consumidores das distribuidoras<sup>173</sup>:

Tarifas	Modalidades
Tarifa monômnia <sup>174</sup>	Convencional Monômnia: valor unitário de R\$/kWh independentemente das horas do dia.
	Branca (art. 56-A): valores diferenciados em R\$/kWh segundo as horas do dia <sup>175</sup> : (i.) uma tarifa para o consumo de energia (R\$/MWh) em posto tarifário ponta; (ii.) uma tarifa para o consumo de energia (R\$/MWh) para o posto tarifário intermediário; (iii.) uma tarifa para o consumo de energia (R\$/MWh) para o posto tarifário fora de ponta.
Tarifa binômnia <sup>176</sup>	Convencional Binômnia: uma só tarifa de consumo (R\$/kWh) e uma só tarifa de demanda de potência (R\$/kW), independentemente das horas do dia <sup>177</sup> (art. 54 e segs.)
	Tarifa Binômnia Verde (art. 56): tarifas diferenciadas de consumo, de acordo com as horas de utilização do dia (ponta/fora de ponta <sup>178</sup> ) e períodos do ano (úmido/seco <sup>179</sup> ), assim como de uma única tarifa de demanda de potência <sup>180</sup> . De modo analítico: a.) uma tarifa para demanda de potência (R\$/kW); b.) uma para consumo de energia: b.1.) a) uma tarifa para o posto tarifário ponta em período úmido (R\$/MWh); b.2.) uma tarifa para o posto tarifário fora de ponta em período úmido (R\$/MWh); b.3.) uma tarifa para o posto tarifário de ponta em período seco (R\$/MWh); e b.4.) uma tarifa para o posto tarifário fora de ponta em período seco (R\$/MWh).

<sup>173</sup> As normas sem indicação expressa de origem referem-se à REN ANEEL 414/2010.

<sup>174</sup> REN ANEEL 414/2010, art. 2º, LXXV-B.

<sup>175</sup> Não se aplica aos consumidores do Grupo B4 e Baixa renda do Grupo B1, cf. art. 2º, L, b.

<sup>176</sup> REN ANEEL 414/2010: "Art. 2º, LXXV.

<sup>177</sup> Art. 2º, L, c da REN ANEEL 414/2010.

<sup>178</sup> Art. 2º, L, n.1, REN ANEEL 414/2010.

Art. 2º, L, n. 2, REN ANEEL 414/2010.

<sup>179</sup> Art. 2º, L, ns. 3 e 4, REN ANEEL 414/2010.

<sup>180</sup> Art. 2º, L, d, REN ANEEL 414/2010.

Tarifas	Modalidades
	Tarifa Binômia Azul (art. 55): tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, assim como de tarifas diferenciadas de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia. De modo analítico: a.) para demanda de potência: a.1.) uma tarifa, em R\$/kW, para o posto tarifário ponta; a.2.) uma tarifa, em R\$/kW, para o posto tarifário fora de ponta; b.) para consumo de energia: b.1.) uma tarifa para o posto tarifário ponta em período úmido (R\$/MWh); b.2.) uma tarifa para o posto tarifário fora de ponta em período úmido (R\$/MWh); b.2.) uma tarifa para o posto tarifário ponta em período seco (R\$/MWh); e b.3.) uma tarifa para o posto tarifário fora de ponta em período seco (R\$/MWh).

Essas tarifas são assim distribuídas entre os diferentes consumidores:

Grupo	Subgrupo	Enquadramento tarifário básico <sup>181</sup>
<b>Grupo A<sup>182</sup></b>	A1 (= ou maior que 230kV)	Azul
	A2 (88kV até 230kV)	Azul
	A3 (69kV)	Azul
	A3a (30 kv a 44kV)	Azul ou Verde por opção do consumidor (desde que tenha demanda contratada igual ou maior do que 300 kW).
	A4 (entre 2,3 kV e 2,5 kV)	Convencional, Azul ou Verde, por opção do consumidor (desde que tenha demanda contratada inferior a 300 kW).
<b>Grupo B<sup>183</sup></b>	B1 (residencial)	O default é a tarifa convencional monônomia. Certos grupos consumidores B podem optar pela tarifa monômia branca.
	B2 (rural)	
	B3 (demais classes)	
	B4 (iluminação pública)	

## 4.5. Regime Econômico-financeiro

Existe, no direito administrativo brasileiro, uma teoria dogmática bastante difundida, acerca de como deve ser concebido o regime econômico-financeiro dos contratos de concessão de serviços públicos. Essa teoria tem origens culturais e históricas bem marcadas, que a ligam ao direito administrativo francês, mas pretende estar lastreada na interpretação de dispositivos de nosso direito positivo atual, em particular, em dispositivos da Constituição de 1988. Em suas linhas básicas, ela postula o seguinte.

<sup>181</sup> Art. 57 e segs.

<sup>182</sup> Art. 2º, XXXVII REN ANEEL 414.

<sup>183</sup> Art. 2º, XXXVII REN ANEEL 414.

Em primeiro lugar, a existência de uma determinada *equação econômico-financeira* estabelecida no ato de celebração da concessão. Esta equação original - concebida nos moldes dos contratos bilaterais onerosos e sinalagmáticos simples - contraporia o conjunto de todos os “ingressos” esperados do concessionário (sob as condições iniciais da concessão), com o conjunto de todas as “saídas” também esperadas do concessionário (sob as condições iniciais da concessão). Versões mais sofisticadas dessa equação incluem aqui, além dos “ingressos” e “saídas” (como quer que sejam concebidos), outros elementos, como o prazo da avença. Na essência, porém, segue-se concebendo a equação como a conceberá, há mais de 100 anos, o Conselho de Estado francês<sup>184</sup>. Em segundo lugar, esta equação original deveria ser protegida ao longo de todo o tempo de duração do contrato de concessão, em face de determinados eventos supervenientes que viessem a abalá-la (desfazê-la). Esses eventos seriam espécies do gênero “*álea extraordinária*”, notadamente: a.) alterações unilaterais do contrato promovidas pelo concedente, a bem do interesse público; b.) fatos de autoridades distintas da concedente – ou mesmo da autoridade concedente atuando nas vestes de poder público e não de contratante (“Fato do Príncipe”); c.) eventos independentes da vontade das partes e fora de controle delas, de caráter imprevisível e extraordinário, configuradores da *álea econômica extraordinária* (caso fortuito, força maior etc.). Residualmente (por negação), obtém-se a classe complementar da “*álea ordinária*” cujos efeitos na suposta equação não seriam neutralizados e deveriam ser suportados pelo concessionário. Costuma a doutrina elencar como típicos eventos de *álea ordinária* os efeitos na equação decorrentes de eficiência/ineficiência do concessionário, acontecimentos econômicos normais e corriqueiros, oscilações esperáveis de mercado etc. Em terceiro lugar, diante da ocorrência da *álea extraordinária*, cumpriria ao concedente neutralizar<sup>185</sup> seus efeitos para o concessionário, restaurando a equação original, sobretudo por meio de revisões tarifárias, mas não apenas: outros mecanismos possíveis seriam a extensão do prazo da concessão, a supressão de exigências de observância de certos padrões de serviço etc.).

Conquanto essa teoria seja pouco realista em face da complexidade dos arranjos econômico-financeiros dos contratos de concessão e esteja sendo abandonada pela legislação e literatura mais recente, ela ainda hoje exerce uma forte influência no modo como são concebidos os direitos do concessionário em face do concedente, em tema de fixação de tarifas. Nos atuais contratos de concessão encontram-se previstos três desses mecanismos.

---

<sup>184</sup> “É da essência de todo e qualquer contrato de concessão buscar realizar, na medida do possível, uma igualdade entre as vantagens atribuídas ao concessionário e as cargas que lhe são impostas (...). Essas vantagens e cargas devem se equilibrar, de modo a formar a contrapartida dos benefícios prováveis e das perdas previstas. Em todo contrato de concessão está implicado, como um cálculo, a equivalência honesta entre o que é conferido ao concessionário e o que dele se exige (...). É o que se chama de ‘equivalência financeira e comercial’, a equação financeira do contrato de concessão.” Conselheiro Léon Blum, *apud* “As Origens e os Compromissos das Figuras do Equilíbrio Econômico-Financeiro na Concessão de Serviços e da Justa Remuneração do Capital Empregado nas Atividades de Utilidade Pública”, in KAERCHER LOUREIRO, Gustavo, **Estudos sobre o Regime Econômico-Financeiro de Contratos de Concessão**, cit., p. 51.

<sup>185</sup> Para o bem ou para o mal, mas vamos nos concentrar apenas nos problemas.

O primeiro deles é o *reajuste tarifário*. A figura é mencionada em inúmeras normas, mas não é definida em qualquer uma delas<sup>186</sup>. As fórmulas de reajuste encontram-se estabelecidas diretamente nos contratos de concessão e sofreram variações ao longo dos anos. Seus parâmetros básicos, porém, têm se mantido estáveis e são os seguintes: a.) os custos da concessionária são separados em dois grandes grupos, conforme sejam tidos pela regulação por “não gerenciáveis” ou “gerenciáveis”: eles formam, respectivamente, a “Parcela A<sup>187</sup>” e a “Parcela B<sup>188</sup>”; b.) anualmente<sup>189</sup>, para a obtenção da chamada Receita Requerida, a Parcela A é atualizada em suas variações de custos efetivamente verificadas (*pass through*<sup>190</sup>) enquanto que a Parcela B é obtida aplicando-se ao seu valor no reajuste anterior um Índice de Variação da Inflação<sup>191</sup> do qual se subtrai (ou soma) o “Fator X”, um número percentual estabelecido pelo regulador para repassar aos usuários os ganhos de produtividade (...) e resultados decorrentes de mecanismos de incentivos.

O segundo mecanismo é a revisão tarifária extraordinária. É ela (e não o reajuste tarifário), o mecanismo por excelência a serviço da teoria tradicional do equilíbrio econômico-financeiro esboçada acima. Por função e origem ela servia – e serve – para lidar com típicos eventos da álea extraordinária. Na legislação, a revisão é mencionada de modo geral e para duas hipóteses específicas de álea extraordinária. O § 2º do art. 9º enuncia genericamente que “[o]s contratos poderão prever mecanismos de revisão das tarifas, a fim de manter-se o equilíbrio econômico-financeiro”, enquanto que os §§ 3º e 4º deste mesmo artigo tratam de uma específica ocorrência de fato do príncipe (alteração tributária, § 3º) e alteração unilateral do contrato (§ 4º). Na disciplina propriamente contratual, a revisão extraordinária foi variamente tratada, especialmente em relação a seus pressupostos. Enquanto alguns contratos exigem, de modo simples e sem as tradicionais qualificações, uma “alteração relevante na estrutura de custos ou de mercado ... que modifiquem o equilíbrio econômico-financeiro<sup>192</sup>” do contrato, outros são mais restritos e exigem “alterações significativas de custos... que não decorram de ação ou omissão” da concessionária, bem como ainda balizam tal revisão pela consideração, pelo regulador, de “nível eficiente de custos<sup>193</sup>”.

O terceiro mecanismo de alteração tarifária é a chamada revisão tarifária ordinária (RTO), ou revisão tarifária periódica. Grosso modo, a RTO compõe-se de dois mecanismos: 1.) o reposicionamento tarifário; 2.) a determinação do Fator X (a ser empregado nas fórmulas de reajuste anual). Ela acontece

---

<sup>186</sup> Art. 9, § 5º; art. 18, VIII; art. 23, IV; art. 29, V da Lei 8.987. Art. 15, IV e §§ 2º e 3º e 30 da Lei 9.427. Decreto 5.163, *passim*.

<sup>187</sup> Grosso modo, os custos da Parcela A compreendem os encargos setoriais, as compras de energia (suprimento), os custos de conexão e uso dos sistemas de transmissão (e de outros sistemas de distribuição) e ainda as receitas irrecuperáveis.

<sup>188</sup> Os custos da Parcela B são definidos como “custos operacionais e de capital eficientes, inclusive despesas de depreciação, do segmento de distribuição de energia elétrica.”

<sup>189</sup> Exceto quando houver revisão tarifária ordinária.

<sup>190</sup> A rigor, não se trata de um autêntico *pass through*: há limites de repasse dos custos de aquisição de energia, estabelecidos, dentre outros, no art. 10, § 2º da Lei 9.648; art. 1º, § 8º da Lei 10.848; art. 2º, § 4º da Lei 10.848. Decreto 5.163/2004 (*passim*).

<sup>191</sup> No Contrato 02/2019 o IVI é obtido pela divisão dos índices IPCA do IBGE e índice do último reposicionamento tarifário.

<sup>192</sup> Contrato 01/1995, Cl. 9ª, SC. 2ª.

<sup>193</sup> Contrato 02/2019, C. 6ª, SC. 16. Note-se, ainda, que nesta cláusula não se fala em restauração do equilíbrio econômico-financeiro original.

com periodicidade certa, fixada no contrato de concessão – nos diferentes contratos, os períodos variam entre 3 a 6 anos. O reposicionamento tarifário define a “receita ótima” da concessionária, à vista de certa qualidade do serviço requerida pela regulação. De modo muito simplificado, ela envolve: a.) aferição dos custos operacionais eficientes (custos do serviço, receitas irre recuperáveis etc.); b.) determinação da justa remuneração por meio: b.1.) da determinação da base de ativos<sup>194</sup>; b.2.) definição da taxa de retorno (WACC); b.3.) determinação da depreciação. Já por meio do Fator X são projetadas no reajuste as metas de eficiência para o próximo período que serão expressas na tarifa. Ele se destina a realizar o comando do art. 14, IV da Lei 9427/1997 e partilhar com o consumidor os ganhos de produtividade esperados pelo regulador, ao longo do período que medeia entre as revisões periódicas. Normalmente, funciona como um redutor do índice de reajuste<sup>195</sup>.

Para fixar todos esses elementos, a regulação vale-se de adjetivos e qualificações como custos “eficientes”, remuneração “justa”, investimentos “prudentes” e taxa de retorno “razoável”. As diferentes metodologias de aferição desses elementos vêm variando ao longo dos diferentes Ciclos Tarifários, instituídos pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Tais Ciclos são períodos predeterminados, dentro dos quais valem certas premissas metodológicas e procedimentais para a estipulação dos elementos da RTO, premissas essas apresentadas pelo regulador para discussão (em audiências públicas) de posterior deliberação. O Primeiro Ciclo ocorreu entre 2003 e 2006; o Segundo, entre 2007 e 2010; o Terceiro, entre 2011 e 2014, e assim sucessivamente. Em cada um variam substancialmente as metodologias, procedimentos e critérios de avaliação de inúmeros fatores como base de remuneração, critérios de imputação de custos (por empresa de referência ou *benchmarking*), de avaliação de ativos (custo histórico, custo de reposição, de inventário etc.

## CAPÍTULO 5.

### Consumo

#### 5.1. Introdução

A carga no Sistema Interligado Nacional – SIN em 2019 foi de 482TWh, cerca de 1,6% superior ao ano anterior. A região Sudeste segue tendo a maior participação no consumo (50,7%), seguida do Sul (17,9%), Nordeste (17,1%), Centro Oeste (7,4%) e Norte (6,9%). Em termos de segmentos, o industrial

---

<sup>194</sup> Sobre a base de remuneração, veja-se a REN ANEEL 493/2002.

<sup>195</sup> Já essas poucas indicações permitem constatar que esse mecanismo não tem por objetivo assegurar a manutenção de uma equação econômico-financeira original, obtida no momento inicial da concessão, como preconiza a teoria tradicional ainda em voga no direito brasileiro acerca do equilíbrio econômico-financeiro. Trata-se, justamente, do oposto: de destruir a equação original (e as sucessivas à original), para, em seu lugar, instituir, ciclicamente, um novo arranjo econômico, condizente com as condições econômicas e negociais vigentes para o período em exame.

lidera, com cerca de 167.684 GWh, seguido da classe residencial (142,781 GWh), comercial (92.075 GWh), com o restante dividido várias outras classes de menor relevância<sup>196</sup>. Sob a perspectiva da distinção entre tipos de mercado, o ACL já responde por cerca de 30% do consumo total de energia e conta com aproximadamente 9.000 consumidores (destes, cerca de 6000 são os chamados “consumidores especiais” cf. adiante)<sup>197</sup>.

Do ponto de vista regulatório, a distinção mais relevante é aquela já antes referida, entre consumidores “cativos”, atendidos pela distribuidora local a preços e condições reguladas, e os consumidores integrantes do ACL, que contratam seu consumo – total ou parcialmente cf. adiante – de forma livre. Tendencialmente, este segmento do mercado seguirá em ampliação, seja pelo esperado aumento de adesões dos consumidores já habilitados seja pela redução, pelo poder concedente, das barreiras de entrada – requisitos de consumo.

## 5.2. Consumidor cativo

*Cativo* é todo o consumidor que ou não atende aos requisitos de consumo estabelecidos na legislação para participar do ACL ou aquele que, embora os atenda, não efetuou sua opção de contratar energia no ambiente livre (infra). Característica básica do fornecimento de energia para este universo é a sua estrita regulação quanto a preços, condições de atendimento, faturamento e padrões de consumo, cf. supra.

Distribuídos entre diferentes grupos e classes estão o que a legislação chama de “Consumidores Potencialmente Livres<sup>198</sup>”. Nos termos do art. 1º do Decreto 5.163/2004, são assim qualificados os consumidores que, a despeito de atenderem às condições para ingressar no ACL, não o fizeram por opção. Esses consumidores são atendidos pela distribuidora em condições reguladas, mas devem firmar com ela dois contratos distintos – à diferença dos demais consumidores cativos – um de uso da rede de distribuição (CUSD) e outro de compra-e-venda de energia<sup>199</sup>. Por possuírem os requisitos para participar do ACL, esses consumidores podem “migrar” para o ambiente livre, desde que observados certo procedimento e prazos, os quais podem ser pactuados entre esses sujeitos e a distribuidora que os atende<sup>200</sup>. Em caso de ausência de disposição contratual, a regulação prevê que devam formalizar a decisão de migração à distribuidora no ano anterior àquele pretendido (e sempre antes da

---

<sup>196</sup> Fonte: Empresa de Pesquisa Energética – EPE, <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/EPEFactSheetAnuario.pdf>.

<sup>197</sup> Fonte <https://www.ccee.org.br/relatoriodeadministracao/30-mercado-10-1.html>

<sup>198</sup> Definição no art. 2º, IX do Decreto 5.163/2004. Por exigência expressa do art. 72 do Decreto 5.163/2004, esses sujeitos devem celebrar dois contratos distintos com a distribuidora, um relativo à rede, outro de compra-e-venda de energia (regulada). E podem “migrar” para o ACL, satisfeitas certas condições (cf. arts. 31, 49 e segs. do Decreto 5.163/2004). O restante dos usuários compõe o universo dos consumidores cativos.

<sup>199</sup> Art. 3º da Lei 10.604/2002; art. 72 do Decreto 5.163/2004.

<sup>200</sup> Acerca das condições de migração dos consumidores potencialmente livres, arts. 49, 52 e 53 do Decreto 5.163/2004 e art. 11 do Decreto 2.655/1998.



declaração de necessidades de compra desta ao MME, cf. *supra*<sup>201</sup>). Esta manifestação de vontade é firme e enseja responsabilização civil do consumidor<sup>202</sup>. A migração poderá ser total ou parcial<sup>203</sup>.

### 5.3. Consumidores do ACL

Os consumidores do ACL já foram identificados acima<sup>204</sup>, bem como seus contratos típicos. São aqueles que atendem aos requisitos dos arts. 15 e 16 da Lei 9.074/1995 (consumidores livres *stricto sensu*) ou do art. 26 da Lei 9.427/1996 (consumidores especiais) e que optaram por participar, total ou parcialmente, do ACL. Podem ser novos consumidores ou provenientes do ACR, por “migração”.

Sobre eles pesam as obrigações de atendimento a 100% de seu consumo livre por meio de contratos bilaterais<sup>205</sup>, de participação obrigatória na CCEE<sup>206</sup> - e de adimplemento para com os pagamentos devidos na Câmara (*supra*). Esses consumidores suportam os encargos setoriais gerais, em igualdade de condições, com os consumidores cativos<sup>207</sup>. Atualmente, podem retornar à condição de consumidores cativos das distribuidoras se manifestarem intenção firme com 5 anos de antecedência<sup>208</sup>.

---

<sup>201</sup> Arts. 49 e segs. do Decreto 5.163/2004.

<sup>202</sup> Art. 53 do Decreto 5.163/2004.

<sup>203</sup> Art. 49, § 2º do Decreto 5.163/2004.

<sup>204</sup> Art. 1º, § 2º, VIII e X do Decreto 5.163/2004.

<sup>205</sup> Art. 15, § 7º da Lei 9.074/1995.

<sup>206</sup> Art. 50 do Decreto 5.163/2004.

<sup>207</sup> Art. 51 do Decreto 5.163/2004.

<sup>208</sup> Art. 52 do Decreto 5.163/2004.

