

## CAPÍTULO XI – O OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA E O SERVIÇO DE OPERAÇÃO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL<sup>1</sup>

### Introdução

Apresentados os entes institucionais (Capítulo VIII) e os regimes jurídicos dos serviços de geração e de transmissão de energia elétrica (Capítulos IX e X), é chegada a hora de conhecer o sujeito encarregado de tomar a maior parte das decisões acerca da produção de energia elétrica e de seu transporte pelas linhas e instalações que compõem a Rede Básica. Como veremos, a *operação do sistema elétrico*<sup>2</sup>, embora nem sempre seja tratada como tal, é também um outro – e importantíssimo – *serviço de energia elétrica*, diretamente relacionado com os serviços de geração e transmissão. Esse serviço, prestado pelo ONS, a todos afeta, inclusive, e sobretudo, ao destinatário final da utilidade, o consumidor. Trata-se de uma atividade bastante singular, própria do setor elétrico, ditada pelo especial comportamento da energia elétrica e pelo peculiar modo de funcionar de seu ambiente. Em nenhuma outra atividade econômica o efetivo controle da produção e do transporte da mercadoria transacionada têm, *necessariamente*<sup>3</sup>, que ser deixados a cargo de um único sujeito – e um sujeito, como no caso brasileiro, distinto tanto dos geradores quanto dos transmissores.

---

<sup>1</sup> **Gustavo Kaercher-Loureiro**: Doutor em Direito Público (Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2007). Pós-Doutoramento no *International Centre of Economic Research* (Turim - 2012-2013). Ex professor de direito administrativo da Faculdade de Direito da Universidade de Brasília (UnB). *Energy Advisor* na *Florence School of Regulation*. Pesquisador do Centro de Estudos em Regulação e Infraestrutura – CERI da Fundação Getúlio Vargas – RJ. O autor agradece de modo particular a Barbara Bianca Sena, pelas valiosas sugestões e críticas feitas quando da leitura deste Capítulo.

**Felipe Alves Calabria**: Doutor em Sistemas Sustentáveis de Energia pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto – FEUP (2016), com intercâmbio na *Florence School of Regulation* – FSR (2013-2014) e no *Massachusetts Institute of Technology* – MIT (2015). Mestre em Engenharia de Produção pela Universidade Federal de Pernambuco – UFPE (2005). Pós-Graduação em Direito Regulatório da Energia Elétrica pela Universidade de Brasília – UnB (2009). Graduado em Engenharia Civil pela UFPE (2003). Foi professor da Universidade de Pernambuco – UPE e, desde de 2007, atua como especialista em regulação dos serviços públicos de energia na ANEEL. Atuou na Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração de Energia Elétrica – SFG, exercendo atividades fiscalização, planejamento e coordenação, e na Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração de Energia Elétrica – SRG, desempenhando atividades de regulação e normatização. Assumiu o cargo de Superintendente Adjunto da SRG em julho de 2019.

<sup>2</sup> Trata-se de uma atividade complexa, desdobrada em várias outras, como se verá adiante.

<sup>3</sup> Por razões técnicas e não por conveniência econômica ou política.

Se são tais a importância e a especificidade da operação de um sistema elétrico, pode causar estranheza o título deste capítulo, que refere em primeiro lugar o sujeito - ONS - antes que a atividade – operação. As razões para esta escolha são várias.

Em primeiro lugar, há certa dúvida na doutrina e na prática setorial, sobre se o ONS efetivamente realiza – se a operação do sistema realmente é - um dos “serviços de energia elétrica” de que fala a Constituição em seu art. 21, XII, *b* – e se, nessa medida, o ONS executa uma *atividade reservada*, tal como a concebemos no Capítulo VI. As implicações de uma resposta positiva ou negativa sobre isso são teoricamente relevantes e também possuem consequências práticas (como a recente controvérsia envolvendo a relação do ONS com o Tribunal de Contas da União – TCU mostrou, cfe. adiante). Antecipamos desde já que, em nossa opinião, o ONS realiza, mediante uma autorização (prevista no 13 da Lei 9.648/1998 em consonância com o art. 21, XII, *b*, da Constituição), uma atividade reservada relativa aos serviços de energia elétrica, talvez a mais crucial delas todas: exatamente, a operação do Sistema Interligado Nacional - SIN. Assim como aconteceu nas origens do setor elétrico com as atividades de rede, em relação à usina, com a transformação e, mais recentemente, com a comercialização de energia elétrica, a *operação do sistema*, antes uma *função* interna e integrante dos serviços de geração e transmissão, ganhou autonomia jurídica e passou a ser um *serviço*, atribuído a um sujeito específico e dotado de um título também específico (a já referida autorização).

Em segundo lugar, outra razão para tratar do sujeito ONS está em que ele não é encarregado somente da operação do sistema elétrico, mas possui várias outras tarefas ou competências mais ou menos relacionadas com a operação. Ele controla o acesso de geradores, consumidores e distribuidores à Rede Básica, realiza estudos que subsidiam o planejamento da expansão do sistema e é o responsável pela produção de um dos principais indicadores econômicos do setor elétrico (o Custo Marginal de Operação – CMO), dentre outras funções. Deste modo, ao concentrarmos a atenção no sujeito, cobrimos um vasto conjunto de atividades relacionadas com o setor elétrico e não só o serviço de operação do sistema.

Em terceiro lugar, há importantes controvérsias jurídicas envolvendo não apenas o *status* das atribuições do ONS, mas também a sua própria natureza como pessoa jurídica, isto é, como sujeito de direito. O ONS é frequentemente qualificado como uma pessoa jurídica *sui generis*<sup>4</sup>, em razão de peculiaridades subjetivas que logo adiante veremos.

Como decorrência dessa escolha de começar pelo sujeito e de explorar as controvérsias que o cercam, o presente Capítulo fará, em suas primeiras seções, uma apresentação não crítica das

---

<sup>4</sup> BARROSO, Elusa Moreira, Natureza jurídica *sui generis* do ONS, *in*: DA ROCHA, Fabio Amorim (Org.), **Temas relevantes no direito de energia elétrica (vol. II)**, Rio de Janeiro: Synergia, 2013. Também, BRANDÃO, Gabriela da Silva, **Pessoas Jurídicas de Direito Privado no Setor: o Papel e a Natureza Jurídica do Operador Nacional do Sistema - ONS e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE**, Instituto Brasiliense de Direito Público, 2013.; com foco na atividade, veja-se VELOSO, Vitor Lanza, **A Natureza Jurídica da Atividade de Coordenação e Controle da Operação do Sistema Interligado Nacional: uma Análise à Luz da Constituição de 1988**, Universidade de Brasília, 2011. O Ministro Gilmar Mendes, ao se referir ao ONS e à CCEE na ADI 3090, tratou-os como “pessoas jurídicas de direito privado atípicas”, no contexto do exame pelo STF da constitucionalidade desses dois sujeitos setoriais criados com as reformas de 1995 (Capítulo V). Maurício Tomalsquin tratou o ONS (e a CCEE) como “entidades de direito privado que executam atividades especiais”, *in* TOMALSQUIN, Maurício, **Novo Modelo do Setor Elétrico**, Rio de Janeiro: Synergia, 2011., p. 30. Também o TCU, em várias manifestações, ressaltou as características peculiares do operador, como veremos na última seção deste Capítulo.

principais normas relativas (i.) à pessoa jurídica e (ii.) às suas competências. Apenas na última seção é que serão apresentadas e enfrentadas as principais dúvidas jurídicas envolvendo tanto a natureza do operador quanto o *status* de suas tarefas<sup>5</sup>. Em assim procedendo evitamos carregar a exposição das matérias com interrupções, digressões e análises normativas e dogmáticas de maior profundidade; das dúvidas e incertezas trata, portanto, apenas a parte final do capítulo.

## “Operador” e “operação” do sistema elétrico: visão geral

### Introdução

O presente Capítulo está estreitamente vinculado ao Capítulo II e, especialmente, ao Capítulo III destas *Instituições* (Volume I).

No Capítulo II topamos com algumas características especialíssimas da energia elétrica e do ambiente em que ela se manifesta como fenômeno socialmente útil (o circuito e, depois, o sistema elétrico)<sup>6</sup>: por não ser (ainda) armazenável em condições economicamente relevantes e por “viajar à velocidade da luz”, a energia elétrica deve ser produzida no *exato montante* e no *exato momento* em que requerida pelos diferentes tipos de carga (que conhecemos no Capítulo III<sup>7</sup>), nem mais nem menos. Se assim não for, não enfrentaremos apenas um incômodo desequilíbrio econômico entre oferta e demanda, mas problemas técnicos de tensão e frequência que podem colocar em risco o funcionamento de todo ou de partes do sistema elétrico, além de prejudicarem a performance dos aparelhos consumidores de energia. Ainda no Capítulo II, aprendemos que a energia flui pelo caminho de menor resistência e não em base a critérios comerciais ou relações contratuais entre quem vende e que compra a utilidade; e que as linhas de alta (e baixa) tensão possuem determinados limites de transporte, para além dos quais ocorrem fenômenos perigosos, como o congestionamento e a queda da rede. E vimos que tudo isso se dá num sistema elétrico complexo, com múltiplos geradores – cada qual com suas características - e percursos elétricos.

O Capítulo III, por sua vez, mostrou que esse estado de coisas exige – não simplesmente recomenda – que a maior parte dos recursos de geração e das redes de alta tensão seja coordenada e controlada<sup>8</sup>, em tempo real, de modo centralizado, qualquer que seja a forma que esta centralização tome (um único sujeito, um único centro de operações dentro de uma empresa verticalizada etc.) e

---

<sup>5</sup> É a seção intitulada “Questões polêmicas envolvendo o ONS”. Neste ponto, várias perguntas serão feitas e respondidas, tais como: O ONS realiza/possui *serviços* e *instalações* de energia elétrica? O ONS é um delegatário da União? Qual é a natureza jurídica da sua autorização? Qual é a sua *natureza jurídica*? O ONS exerce (e pode exercer) *poderes públicos*? Há suficiente *base normativa* a balizar o exercício das competências pelo ONS? Qual é o papel do poder público na governança, regulação e fiscalização do ONS (Concedente, ANEEL, TCU etc.)? A que tipo de *regime jurídico* o ONS se submete (p.ex.: aos princípios da administração pública? às exigências de transparência? etc)? Qual é a natureza de seus atos (podem ser equiparados a atos administrativos ou, ao menos, receber tratamento analógico)? Há exigências de *due process* nas manifestações do ONS? etc.

<sup>6</sup> Tratou-se, no Capítulo II, de uma adaptação das “four technical truths” relacionadas à energia elétrica, apresentadas por Sally Hunt, em sua obra **Making competition work in electricity**, New York: John Wiley & Sons, 2002., p. 30 e segs.

<sup>7</sup> *Grosso modo*, cargas resistivas, capacitivas e indutivas, atendidas em diferentes tensões.

<sup>8</sup> Saliente-se desde já que, quando se fala em “controle” da geração e/ou transmissão, entende-se não necessariamente o efetivo manejo das respectivas instalações, mas sobretudo a possibilidade de o operador determinar ações e providências a serem tomadas pelos geradores e transmissores. Normalmente, o operador não possui condições de interferir diretamente no funcionamento de uma usina, mas emite ordens acerca de tal funcionamento.

qualquer que seja a orientação econômica setorial básica (competitiva ou monopolista). Mais exatamente, essa instância centralizada deve possuir (i.) **informações** sobre a carga, sobre as unidades produtivas (geradores) e sobre a configuração e estado da rede de alta tensão e (ii.) **condições de controlar, em tempo real e com exclusividade**, a maior parte desses dois últimos recursos, para coordená-los (uma vez que o primeiro elemento, a demanda, é normalmente tida como dada<sup>9</sup>).

Ainda no Capítulo III vimos que a operação em tempo real deveria ser antecedida de etapas preparatórias – desdobradas em diferentes horizontes temporais, cada qual com seus *inputs* e objetivos próprios - e sucedida de uma etapa de análise e verificação dos resultados de quanto ocorrido em tempo real, a chamada *pós-operação*. *Grosso modo*, nesses momentos anteriores à operação em tempo real deveria se decidir – em base a determinadas diretrizes econômicas, como ofertas de preços ou custos de operação, e condicionantes técnicas, como o estado e a capacidade das redes e a disponibilidade dos geradores – quais seriam as usinas que produziriam a energia necessária para atender a demanda.

Finalmente, constatou-se ainda que, *preservado o controle centralizado da operação do sistema em tempo real*, tudo o mais que a cerca poderia ser objeto de escolhas entre alternativas e, portanto, seria objeto de positivação e regulação jurídica específicas. Em particular, estavam abertas à deliberação e decisão (i.) a configuração das etapas anteriores à operação em tempo real (despacho centralizado ou com base em custos – *tight pool* vs. despacho descentralizado ou com base em ofertas de preço e quantidades – *loose pool*); (ii.) a configuração do sujeito que realizaria a operação em tempo real (sua relação com os serviços e ativos de geração e transmissão, sua governança, vinculação com o poder público etc.); (iii.) a assunção, por parte desse sujeito, de outras tarefas técnicas ou mesmo comerciais (a gestão de determinados mercados de compra e venda de energia, de serviços ancilares, de gestão do acesso etc.).

Assumindo tal pano de fundo, o presente Capítulo apresenta as escolhas da regulação brasileira acerca desses e de outros tópicos tratados antes de modo desvinculado de um particular ordenamento normativo.

Como logo veremos, no Brasil, essa instância centralizada (i.) foi também encarregada de realizar a etapa preparatória da operação em tempo real, segundo certo critério técnico-econômico de cunho sistêmico (a “otimização eletroenergética” de recursos do sistema, no modelo de *tight pool*)<sup>10</sup>; (ii.) foi concebida como uma pessoa jurídica específica, dotada de certa composição, estrutura, governança e desprovida de ativos de geração e transmissão; (iii.) realiza ainda outras tarefas técnicas

---

<sup>9</sup> Nada obstante os importantes progressos que vêm sendo feitos neste âmbito com os programas denominados “Resposta da Demanda” (*Demand Response*). No Brasil, a ANEEL criou, por meio da REN ANEEL 792/2017 o programa piloto de Resposta da Demanda, em linha com várias iniciativas em vários países. Especificamente no caso Brasileiro, o objetivo foi permitir que o ONS também despache indústrias, ou seja, contate um grande consumidor para que ele desligue (mediante certa remuneração) temporariamente sua carga. O efeito é similar ao acionamento de uma usina termelétrica só que, no lugar de ingresso de mais geração cara (termelétrica), reduz-se a carga.

<sup>10</sup> É por isso que, no Brasil, podemos apresentar a “operação” como composta de três distintos momentos, aquele preparatório (que entre nós se desdobra, *grosso modo*, em *planejamento* e *programação*), o controle em tempo real (operação *stricto sensu*) e aquele sucessivo, ou *pós-operação*. Deixando para precisar a terminologia adiante, adianta-se que o vocábulo “operação” abrange indistintamente esses três horizontes.

(regulação das condições de acesso à Rede Básica, dentre outras) e mesmo comerciais (e.g., contratação dos serviços ancilares e administração de serviços e encargos de transmissão<sup>11</sup>), mas não gere mercados de compra e venda de energia elétrica.

Como quer que seja, é fundamental reter, de início, duas ideias básicas para bem compreender o papel do ONS:

- A operação em tempo real de qualquer sistema elétrico necessita ser centralizada; ela tem o caráter de um monopólio<sup>12</sup>.
- No Brasil, também a definição da ordem de despacho das usinas (formada nos momentos que antecedem a operação em tempo real) é feita pelo operador, em base a critérios que promovem a eficiência técnica e econômica do conjunto todo do Sistema Interligado Nacional independentemente dos arranjos contratuais ou preferências comerciais dos geradores<sup>13</sup>. Como consequência, no setor elétrico brasileiro a grande maioria dos produtores/vendedores de energia elétrica, além de estarem submetidos às determinações do operador no momento da ação em tempo real (o que ocorre necessariamente em qualquer sistema), não são também os responsáveis por organizar previamente a ordem de despacho<sup>14</sup>. Como compatibilizar isso com o postulado da competição no segmento de geração de energia elétrica é algo que já vimos superficialmente no Capítulo IX e que ainda estudaremos no Volume III destas *Instituições*.

Já em face dessas considerações introdutórias constata-se, sem dificuldade, o caráter absolutamente essencial das tarefas realizadas pelo ONS. Essa essencialidade é **técnica** (o ONS deve operar o sistema elétrico de modo a garantir sua estabilidade e aptidão para atender com segurança e suficiência as necessidades de energia e potência dos consumidores) e **econômica** (ele o faz buscando a operação do sistema ao menor custo). Como antes mencionado, de sua atividade ressaem decisivos indicadores para os preços da energia no mercado (por meio do chamado *Preço de Liquidação de Diferenças – PLD*, o qual é baseado no *Custo Marginal da Operação – CMO*, cfe. infra), para melhorias no sistema e, ainda, informações relevantes para adequada expansão do parque gerador e das instalações de transmissão.

#### [O contexto de criação do ONS](#)

---

<sup>11</sup> Módulos 14 e 15 dos Procedimentos de Rede.

<sup>12</sup> “[T]he system operation functions cannot be competitive – one system operator is required per system.” HUNT, **Making competition work in electricity**, p. 37.

<sup>13</sup> Tradicionalmente, apontam-se como vantagens deste modelo, a eficiência no atendimento inter-regional, o incremento da segurança energética e elétrica, o maior conhecimento prévio do operador relativamente a manutenções (atualmente, são mais de 2000 intervenções mensais nas instalações de geração e transmissão), a melhoria no desempenho do sistema, a regularização das vazões, o controle de cheias e um maior controle do enchimento dos reservatórios.

<sup>14</sup> Nem todos os geradores estão submetidos às decisões do ONS, como já vimos no Capítulo IX.

Originariamente, a operação de um sistema elétrico era uma *função interna* da empresa verticalizada<sup>15</sup>, isto é, uma das tantas atividades que ela dominava e que se situavam entre o aproveitamento da fonte primária de energia e a entrega da energia elétrica para consumo. Tinha a operação relativa individualidade (técnica), mas não autonomia jurídica<sup>16</sup>. Os departamentos dessas empresas (i.) possuíam, coletavam e analisavam informações sobre a.) demanda b.) geração (disponibilidade, peculiaridades da fonte, sua localização etc.) e c.) rede (disponibilidade, capacidade, eventuais restrições de transmissão etc.); (ii.) preparavam a operação (a ordem de despacho das usinas), isto é, selecionavam as plantas que iriam gerar em base a algum critério econômico, atendidas as condições técnicas do sistema que se apresentavam como condicionantes e; (iii.) operavam o sistema em tempo real, em base (preferencialmente) à preparação antes feita. Tudo com o objetivo de satisfazer as exigências de potência e energia da carga (W e Wh, mas também VAR e VARh), na exata medida e no exato momento em que ocorrentes, com atenção à frequência (Hz) e à tensão (V)<sup>17</sup>. As vantagens desse modelo integrado para a operação segura do sistema e para o planejamento de sua expansão eram inegáveis<sup>18</sup>.

À medida em que os sistemas elétricos de diferentes empresas começaram a ser interligados, foi se fazendo necessária uma instância específica (*supra partes*) para cuidar da operação e de sua preparação. A preocupação do legislador com o aproveitamento das sinergias e complementaridades das diferentes fontes e instalações de transmissão já se fazia sentir – de modo incipiente, é certo – na década de 40 do século passado<sup>19</sup>. Os sistemas elétricos interligados, infraestruturas complexas, apresentam, como visto no Capítulo III, mais oportunidades de operação eficiente, mas também maiores desafios de coordenação.

No Brasil, um passo importante na identificação da função de *operação* e na concepção de um sujeito específico dela encarregado (o *operador*) foi dado em 1973, com a Lei 5.999 e seu regulamento, o Decreto 73.102. Como mostrou o Capítulo V, esta lei cuidava, primariamente, da acomodação da usina de Itaipu ao sistema elétrico brasileiro e em seus arts. 12 e 13 disciplinava um aspecto específico deste problema. Nos termos do primeiro dispositivo, a “coordenação operacional dos sistemas interligados das Regiões Sudeste e Sul será efetuada, em cada uma dessas regiões, por um Grupo Coordenador para Operação Interligada” (GCOI), o qual seria integrado por representantes da Eletrobras – na condição de empresa diretora destes Grupos<sup>20</sup> – e das principais empresas de energia

<sup>15</sup> “Até então, as empresas de energia elétrica, embora regulamentadas por uma legislação abrangente, atuavam de forma bastante isolada. O planejamento era definido pelas empresas em função de seus requisitos e projetos específicos, voltados para o atendimento de sistemas isolados ou, quando muito, com fraco nível de intercâmbio. As usinas eram construídas sem conhecimento mais amplo das bacias hidrográficas e os sistemas de transmissão representavam redes pouco complexas, ligando unidirecionalmente fontes geradoras e centros de consumo.” DIAS, Renato Feliciano; CABRAL, Ligia Maria Martins; CACHAPUZ, Paulo Brandi; LAMARÃO, Sergio., **Panorama do setor de energia elétrica no Brasil**, Rio de Janeiro: Centro da Memória da Eletricidade no Brasil, 1988., p. 206.

<sup>16</sup> Lembre-se da diferença entre *funções* e *serviços* de energia elétrica introduzida no Capítulo VI (Volume I).

<sup>17</sup> Essas grandezas foram introduzidas e explicadas no Capítulo II do Volume I.

<sup>18</sup> HUNT, **Making competition work in electricity**, p. 34. Isso não significa que este era o “melhor” modo de conceber esta parte do setor elétrico. Ao lado das vantagens, inúmeros problemas apresentados levaram a um “cálculo” de custo-benefício que, sob a concepção atual, fez pender a balança na direção da alteração deste estado de coisas.

<sup>19</sup> Decreto-Lei n. 4.259, de 1942 e seu regulamento, o Decreto 10.563, também de 1942, cfe. Capítulo IV (Volume I).

<sup>20</sup> A Eletrobras tinha uma função que se pode qualificar como estratégica para o sistema elétrico nacional e que ia bem além da produção e transporte de energia. Nos termos do art. 1º da Lei 5.899/1973, “[c]ompete a Centrais Elétricas Brasileiras S. A. - ELETROBRAS -, como órgão de coordenação técnica, financeira e administrativa do setor de energia elétrica, promover a construção e a respectiva operação, através de subsidiárias de âmbito regional, de centrais elétricas

das duas regiões. Dispunha ainda o § 4º do art. 12 que eventuais divergências entre a Eletrobras e as demais empresas seriam resolvidas pelo Ministro das Minas e Energia, por meio de recurso da parte interessada encaminhado ao Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica.

O Decreto 73.102/1973, cuidava de disciplinar, especificamente, esses dois artigos. Lançou ele diretrizes da atividade de operação dos sistemas elétricos interligados que permaneceram até a criação do ONS e a edição de novas regras, em 1998<sup>21</sup>. Por sua clareza, abrangência, e mesmo utilidade para entender a atual lógica da operação (ainda centrada no caráter preferencial e estratégico da produção de energia a partir da hidroeletricidade e na ideia fundamental de “otimização eletroenergética”, antes veiculada pela expressão “uso racional das instalações geradoras e de transmissão”), vale lembrar os dois dispositivos centrais, já citados, do Decreto 73.102/1973<sup>22</sup>:

Art. 2º. Aos GCOI são atribuídas as funções de coordenar, decidir ou encaminhar as providências necessárias ao uso racional das instalações geradoras e de transmissão existentes que vierem a existir nos sistemas elétricos interligados da Região Sudeste e da Região Sul, objetivando, basicamente:

- a) A continuidade do suprimento de energia elétrica aos sistemas de distribuidores, de forma a atender plenamente aos seus requisitos de potência e energia e sob condições de tensão e frequência adequadas;
- b) A economia dos combustíveis utilizados nas centrais termelétricas, restringindo o seu consumo ao mínimo indispensável ao atendimento dos requisitos dos sistemas elétricos, em complementação dos recursos hidrelétricos considerando, entretanto, as imposições de interesse nacional.

Art. 3º. Entre as providências a cargo dos GCOI, mencionadas no artigo 2º, se incluirão medidas que assegurem:

- a) A utilização prioritária da potência e energia produzidas na central elétrica de Itaipu, a ser construída por disposição do Tratado celebrado em 26 de abril de 1973, com a República do Paraguai;
- b) O rateio dos ônus e vantagens decorrentes das variações de condições hidrológicas em relação ao período hidrológico crítico, entre todas as empresas concessionárias dos sistemas elétricos da Região Sudoeste e Sul, na base dos critérios estabelecidos neste Decreto;
- c) O rateio dos ônus e vantagens decorrentes do consumo dos combustíveis fósseis para atender à necessidades dos sistemas interligados ou por imposição de

---

de interesse supra-estadual e de sistemas de transmissão em alta e extra-alta tensões, que visem a integração interestadual dos sistemas elétricos, bem como dos sistemas de transmissão destinados ao transporte da energia elétrica produzida em aproveitamentos energéticos binacionais.”

<sup>21</sup> E, note-se, não foi substituído por qualquer outro regulamento com igual grau de detalhe e sofisticação regulatória.

<sup>22</sup> Para mais detalhes, BARROSO, Natureza jurídica sui generis do ONS., cit. e VELOSO, **A Natureza Jurídica da Atividade de Coordenação e Controle da Operação do Sistema Interligado Nacional: uma Análise à Luz da Constituição de 1988.**, p. 43 e segs.

interesse nacional entre todas as empresas concessionárias daqueles sistemas, adotados os critérios estabelecidos neste Decreto<sup>23</sup>.

Como dito, este arranjo e estas diretrizes perduraram por cerca de 25 anos. Com o advento das reformas setoriais a partir de 1995 e, sobretudo, com a diretriz de introdução da competição onde tal se fizesse possível – nos segmentos de geração (na parte comercial) e comercialização de energia elétrica – a (até então) *função* de operação do sistema passou a ser ainda mais crítica e mais difícil tornou-se sua configuração regulatória.

As razões para o aumento da complexidade não são difíceis de compreender.

De um lado está o aspecto técnico, referido sobretudo à operação em tempo real: qualquer que seja a diretriz comercial adotada para conformar o setor e operante nos momentos anteriores à operação em tempo real (diretriz competitiva, monopolista, estatal, privada etc.), segue sendo absolutamente imprescindível que uma e apenas uma instância possa controlar os (principais) recursos de geração e transmissão em tempo real, para garantir, segundo a segundo, o atendimento suficiente e seguro da carga. Este controle tende a ser facilitado quando o setor é estatal, não competitivo e verticalizado, uma vez que a estrutura hierárquica dessa cadeia é caracterizada por comando-e-controle, ao passo que no modelo competitivo a condição deve ser paulatinamente substituída por estruturas próprias de mercado com, por evidente, associados custos de transação

De outro lado está o aspecto negocial/comercial, referido, sobretudo, ao modo como serão concebidas as etapas preparatórias à operação em tempo real (à formação da ordem de despacho das usinas). Adotando-se como orientação regulatória a competição (no plano contratual) no segmento de geração de energia elétrica, fragmentam-se os agentes setoriais: haverá inúmeros geradores competindo entre si pela venda da utilidade, os quais, de ordinário, serão ainda distintos dos transmissores (desverticalização). Daí que surge intuitiva a questão: como obter a coordenação e a colaboração de todos no momento da operação em tempo real, neste mundo fragmentado e, metaforicamente, de “inimigos”?

Além disso, as decisões tomadas pelo operador possuem direto impacto econômico para os geradores de energia e podem beneficiar/prejudicar alguns em detrimento/favor de outros. Isto porque é ele quem, no momento crucial de funcionamento do sistema, determina a usina que poderá/deverá gerar energia elétrica, dadas as condições da carga, das redes e das demais usinas. Alegando restrições de transmissão, por exemplo, o operador poderá impedir que certo gerador produza energia e ordenar que em seu lugar outra usina entre em funcionamento.

---

<sup>23</sup> Vitor Lanza Veloso assim resume o efeito dessas medidas: “Referido processo de coordenação importava na transferência das decisões operacionais das empresas geradoras e transmissoras para o GCOI. Significa dizer, os agentes cujas instalações constituíam parte de sistemas interligados abrangidos pela Lei nº 5.899/1973 não mais poderiam utilizar seus próprios critérios de operação e, tampouco, aplicar livremente suas disponibilidades de energia. Deveriam operar suas instalações de acordo com as instruções do GCOI, decorrentes do planejamento e programação realizadas de forma coordenada, sob a lente da otimização e racionalização da geração e transmissão de energia elétrica.” Em sua narrativa, o autor ainda refere o projeto pioneiro do Sistema Nacional de Supervisão e Coordenação da Operação – SINSOC. **VELOSO, A Natureza Jurídica da Atividade de Coordenação e Controle da Operação do Sistema Interligado Nacional: uma Análise à Luz da Constituição de 1988.**, p. 48.



Esse conjunto de circunstâncias dá origem à questão fundamental num setor elétrico competitivo, como aquele que se estava a construir a partir de 1995<sup>24</sup>: **como manter a necessária coordenação dos elementos do sistema elétrico, ao menos durante a fase de sua operação em tempo real (para propiciar a segurança, a suficiência e a qualidade do abastecimento) e, ao mesmo tempo, garantir que essa operação seja realizada de modo imparcial e em respeito à competição?** A resposta a esta pergunta (que se desdobra em várias outras)<sup>25</sup> deu origem a arranjos regulatórios em torno da figura forjada na literatura técnica nos anos 80 do século passado, do *Independent System Operator – ISO*<sup>26</sup>.

Em uma de suas possíveis configurações, o ISO: (i.) deveria ser um sujeito específico, destacado dos geradores de energia e sem qualquer interesse comercial relacionado com qualquer um destes agentes (para evitar conflito de interesses e eventual favorecimento de um produtor em detrimento de outro); (ii.) deveria gerir a operação em tempo real segundo critérios técnicos prévia e claramente estabelecidos, que privilegiassem a segurança e a suficiência de abastecimento ao menor custo (e em atenção à ordem de despacho obtida nos momentos antecedentes à operação e às condições em tempo real das redes e dos geradores). Adicionalmente, a regulação relativa ao ISO deveria (iii.) definir seu papel relativamente à formação da ordem de despacho (fase preparatória da operação).

Especificamente com relação a este último ponto, duas alternativas, *grosso modo*, estavam presentes: construir a ordem de despacho de usinas a partir de decisões dos próprios geradores, que ofertariam quantidades e preços de energia a ser gerada em determinado período futuro, segundo suas estratégias comerciais e contratos de compra e venda de energia; ou atribuir também ao operador a decisão sobre a formação da lista de despacho. No primeiro caso (“despacho descentralizado”), o operador apenas receberia, em algum momento específico antes da operação (“gate closure<sup>27</sup>”), o elenco dos geradores que produziriam energia e o seguiria, a menos que determinadas circunstâncias presentes no momento da operação em tempo real - como mudanças

<sup>24</sup> Cfe. Capítulo V.

<sup>25</sup> De modo analítico: **a.) quais são, exatamente, as tarefas que cabem ao operador do sistema?** Por exemplo: ele deve ser o responsável também por preparar a operação e selecionar os geradores, ou ele apenas gere a rede e acomoda as decisões prévias de geração tomadas pelos produtores às condicionantes técnicas do momento (lembrar da divisão da operação em dois momentos decisivos e as racionalidades possíveis em cada qual cfe. Capítulo III)? Deve ser ele também o responsável por certas transações comerciais? Quais? **b.) Como deve ser concebido o operador?** Deverá ela ser confiada a um sujeito específico? Em caso afirmativo, com quais características? Pode ele deter ativos de G e/ou T? **c.) quais serão os critérios econômicos que guiarão a decisão acerca da geração?** Caso sejam os produtores a decidir quanto/quando gerar energia, como se faz a transição da fase de preparação para aquela de operação em tempo real?

<sup>26</sup> Para um apanhado da bibliografia e dos modelos propostos, AVALOS, Juan Pablo; MELLADO, Roger M., **Estructura y Funciones de un Operador Independiente**, Pontifícia Universidade Católica do Chile, 2012. BARKER JR., James; TENENBAUM, Bernard; WOOLF, Fiona, *Regulation of Power Pools and System Operators: An International Comparison*, **Energy Law Journal**, v. 18, n. 2, 1997. BARKER JR., James; TENENBAUM, Bernard; WOOLF, Fiona, **Governance and Regulation of Power Pools and System Operators - An International Comparison**, [s.l.: s.n.], 1997. BLUMSACK, Seth, **Measuring the Benefits and Costs of Regional Electric Grid Integration**, [s.l.: s.n.], 2009.

<sup>27</sup> O “gate closure” separa a programação da operação da operação em tempo real e indica o momento em que não mais podem ser feitas ofertas de geração pelos produtores. À medida em que se intensifica a competição setorial, vários mercados podem ser inseridos próximos à etapa da operação em tempo real, com o que se obtém uma “sequência de mercados”, a saber: mercados mais de longo e médio prazo (mercados *forwards* e mercados futuros), e mercados de curto prazo (mercado *day-ahead*, mercado *intraday*). O objetivo de se organizar mercados em sequência temporal é o de se chegar próximo a um “mercado completo”, onde os participantes conseguem ajustar suas posições finais de compra e/ou venda de energia, pois têm à disposição vários e diferentes instrumentos de gerenciamento de riscos. Sobre o tema, CALABRIA, Felipe Alves, **Enhancing Flexibility and Ensuring Efficiency and Security: Improving the Electricity Market in Brazil Using a Virtual Reservoir**, Universidade do Porto, 2015., p. 50 e segs.

no comportamento da demanda prevista, ou questões técnicas relativas à segurança, restrições de transmissão e adequado funcionamento do sistema surgidas - o impedissem e o obrigassem a alterar a programação original – lembre-se sempre que, em tempo real, é o operador que está no comando e que sua preocupação mais fundamental é com o adequado funcionamento do sistema. No segundo caso, o operador é quem decidiria os geradores habilitados, segundo algum outro critério que não as suas preferências individuais<sup>28</sup>.

No Brasil, seguiu-se a receita indicada nos itens (i.) e (ii.) e, quanto ao item (iii.), adotou-se a segunda alternativa, de despacho centralizado (*tight pool*)<sup>29</sup>. A norma inaugural do Novo Modelo<sup>30</sup>, em sua redação original, dispôs:

Art. 13. As atividades de coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados serão executadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico, pessoa jurídica de direito privado, mediante autorização da ANEEL, a ser integrado por titulares de concessão, permissão ou autorização e consumidores a que se referem os arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 1995<sup>31</sup>.

Ao *sujeito* ONS seriam, pois, atribuídas as atividades não melhor especificadas de (i.) coordenação e (ii.) controle da operação, e isto tanto em face dos serviços de a.) geração quanto de b.) transmissão de energia elétrica (genericamente indicados<sup>32</sup>). Essas coordenação e controle o ONS realizaria, nos termos da alínea *a* do par. único do art. 13 (adiante), por meio do *planejamento*, da *programação* e do *despacho centralizado*, e tudo isso “com vistas a otimização dos sistemas eletroenergéticos interligados”.

A este núcleo outras tarefas/atribuições se agregariam (previstas nas demais alíneas do parágrafo único do art. 13, adiante) e outras mais poderiam ser *contratadas* com os agentes setoriais (par. único do art. 13 da Lei 9.648/1998, em sua redação original). Em todo o caso, o ONS não teria atribuições relativas à compra e venda de energia, tarefa confiada a outro sujeito<sup>33</sup>, o Mercado Atacadista de Energia – MAE (substituído pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE)<sup>34</sup>. Com essa

---

<sup>28</sup> Convém notar que em ambas as conformações está-se buscando a “otimização econômica”; apenas que no modelo descentralizado o “mínimo custo de operação” é o resultado do equilíbrio entre as curvas de oferta (composição dos *bids*) e demanda (inelástica), conforme preconiza a tradicional teoria microeconômica. No caso do modelo centralizado, há discussões quanto à transparência do processo e reprodutibilidade dos resultados. No caso do modelo descentralizado, há que se ficar atento com as implicações relativas a mercados imperfeitos (poder de mercado, oligopólio, monopólios).

<sup>29</sup> Essa escolha não foi – e hoje, mais ainda não é – isenta de controvérsias.

<sup>30</sup> Sob o Novo Modelo, de modo mais abrangente e sob a perspectiva (meramente) histórica, v. Capítulo V.

<sup>31</sup> Note-se, *en passant*, a má técnica redacional já denunciada no Capítulo VII do Volume I: o *caput* do art. 13 contém várias proposições normativas muito relevantes e diferentes, comprimidas num único período sintático e unidade (*caput* de artigo). E, como também não poderia deixar de ser, sofreu inúmeras alterações ao longo do tempo (adiante).

<sup>32</sup> Note-se que o dispositivo é absolutamente genérico, ao referir “geração” e “transmissão”. Ele não limita a ação de coordenação e controle do ONS apenas a certas classes de geradores e transmissores – o que é feito pela normativa infralegal, como veremos.

<sup>33</sup> Na verdade, o MAE, inicialmente, não possuía personalidade jurídica. Tal atributo era próprio da sua administradora, a ASMAE.

<sup>34</sup> Essa separação era explicitada pelo § 2º do art. da REN ANEEL 351/1998, ao dizer que seria “vedado ao ONS exercer atividade comercial de compra e venda de energia e atividades relativas à contabilização, conciliação e liquidação, de

última distinção, fundamental, estavam lançadas as bases para a dicotomia entre o “mundo físico” e o “mundo comercial”, usada (e por vezes abusada) para explicar diferentes perspectivas do setor elétrico brasileiro. Como ainda veremos, o “mundo físico” comandado pelo ONS tem decisiva influência no “mundo comercial” da CEEE, sobretudo por meio do Custo Marginal de Operação – CMO.

Os artigos seguintes da Lei 9.648/1998 encarregavam-se de esclarecer outros aspectos da nova figura, herdeira dos GCOI's. Nos termos do art. 14, caberia ao poder concedente (e não à ANEEL), “definir as regras da organização *inicial* do Operador Nacional do Sistema Elétrico e implementar os procedimentos necessários para o seu funcionamento” (grifou-se<sup>35</sup>). Uma vez criado o ONS, as funções e instalações dos GCOI's passariam a esta nova figura<sup>36</sup> que observaria as regras operacionais destes Grupos até a elaboração das suas próprias<sup>37</sup>.

Na esteira dessa primeira e nova disciplina legal veio o Decreto 2.655/1998 que trazia detalhamentos importantes: (i.) para legitimar juridicamente o controle do ONS sobre os serviços de transmissão, determinava o regulamento que as instalações e equipamentos integrantes da Rede Básica, concedidos aos agentes transmissores deveriam ser disponibilizados “mediante Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão, ao Operador Nacional do Sistema Elétrico, e a este estarão subordinadas suas ações de coordenação e operação” (art. 6º, § 2º)<sup>38</sup>; (ii.) previa ele o (primeiro) tratamento comercial dos “serviços do sistema”, categoria na qual se incluíam os serviços ancilares (art. 18); (iii.) determinava que seria o ONS a decidir acerca do despacho centralizado de usinas hidrelétricas com capacidade instalada superior a 50 MW (art. 20, § 1º)<sup>39</sup>; (iv.) dispunha sobre a composição e estrutura do ONS, onde se fazia (ainda mais) visível a sua relação com o poder público, eis que teria o operador seu estatuto aprovado pela ANEEL e ainda contaria com um representante do poder concedente em sua diretoria, ao qual se reconhecia “o direito de veto às deliberações do ONS, que conflitem com as diretrizes e políticas governamentais para o setor de energia elétrica.” (art. 15, §§ 1º, 2º, 3º e 4º). Ainda: (v.) como garantia de imparcialidade, o § 5º do mesmo artigo 15

---

atribuição do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE.” Como ainda veremos, o ONS tem, porém, algumas competências negociais, em particular, aquelas relativas à contratação dos serviços do sistema (adiante).

<sup>35</sup> A referência à organização *inicial* poderia sugerir uma posterior auto-regulação do operador que, porém, não se verificou.

<sup>36</sup> “Art. 15. Constituído o Operador Nacional do Sistema Elétrico, a ele serão progressivamente transferidas as atividades e atribuições atualmente exercidas pelo Grupo Coordenador para Operação Interligada - GCOI, criado pela Lei nº 5.899, de 1973, e a parte correspondente desenvolvida pelo Comitê Coordenador de Operações do Norte/Nordeste - CCON. § 1º A ELETROBRÁS e suas subsidiárias são autorizadas a transferir ao Operador Nacional do Sistema Elétrico, nas condições que forem aprovadas pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, os ativos constitutivos do Centro Nacional de Operação do Sistema - CNOS e dos Centros de Operação do Sistema - COS, bem como os demais bens vinculados à coordenação da operação do sistema elétrico.”

<sup>37</sup> Art. 31, par. único do Decreto 2.655/1998,

<sup>38</sup> Veja-se o Capítulo X.

<sup>39</sup> Neste particular havia, como se verá adiante, um descompasso entre o art. 20, § 1º do Decreto 2.655/1998 e o art. 14 do Decreto 2.003/1996. Nos termos desse último dispositivo, a decisão acerca da submissão dos geradores ao despacho centralizado do ONS seria tomada no título habilitante – autorização ou concessão – segundo os critérios ali indicados e apresentados na sequência.

Atualmente, o dispositivo determina que o “Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS avaliará, mediante critérios aprovados pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, quais as usinas que deverão ser despachadas centralizadamente.”

do Decreto 2.655/1998 estipulava que “o ONS não poderá desempenhar qualquer atividade comercial de compra e venda de energia elétrica.”

Completavam este quadro normativo inicial as Resoluções da ANEEL 307/1998 e 351/1998. A primeira aprovou o Estatuto do ONS e a segunda, conferiu-lhe a autorização prevista na Lei 9.648/1998, para a realização das atividades de coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados

Ao longo do tempo – e para honrar a tradicional característica setorial de mutabilidade constante de suas disposições<sup>40</sup> - várias alterações foram introduzidas, sobretudo atinentes à configuração da estrutura e governança do ONS. As principais mudanças foram trazidas pela reforma setorial veiculada pela Lei 10.848/2004. Por esta norma, em síntese:

- Em linha com a boa técnica delegatória, a outorga de autorização para que o ONS executasse as suas atividades típicas<sup>41</sup> passou a ser uma atribuição do poder concedente (União), que a deu por meio do Decreto 5.081/2004 (art. 1º)<sup>42</sup>.
- A participação dos consumidores livres no ONS ficou restrita apenas àqueles diretamente conectados à Rede Básica<sup>43</sup>.
- Eventuais competências adicionais do ONS não seriam mais contratadas com os agentes setoriais, mas a ele atribuídas unilateralmente pelo poder concedente<sup>44</sup>.
- A propositura de ampliações e reforços na Rede Básica seria feita não mais à ANEEL, mas ao poder concedente e tais recomendações não mais seriam consideradas (necessariamente) para fins de novas outorgas, mas para o planejamento da expansão dos sistemas de transmissão<sup>45</sup>.
- As regras de operação das instalações de transmissão da Rede Básica não mais seriam “definidas” pelo operador (para posterior aprovação da ANEEL) mas seriam apenas por ele “propostas” ao regulador, que as aprovaria – ou não<sup>46</sup>.
- Por fim, novas e importantes disposições relativas à diretoria e aos diretores foram introduzidas<sup>47</sup>.

---

<sup>40</sup> Tal como diagnosticado no Capítulo VII (Volume I).

<sup>41</sup> Como se verá adiante, não se trata de autorização de polícia (art. 170, par. único da Constituição Federal, cfe. Capítulo VI), nem de autorização para a constituição da pessoa jurídica (à semelhança daquela necessária para a constituição de empresa estatal, *ex vi* art. 37, incs. XXI e XXII da Constituição).

<sup>42</sup> Alteração no *caput* do art. 13.

<sup>43</sup> Alteração no *caput* do art. 13.

<sup>44</sup> Alteração no par. único do art. 13.

<sup>45</sup> Alteração na al. *e* do par. único do art. 13.

<sup>46</sup> Alteração na al. *f* do par. único do art. 13.

<sup>47</sup> Introdução de novos §§ e alteração dos existentes do art. 14 da Lei 9.648/1998. Clóvis Volpe Filho e Maria Amália Alvarenga consideram essas as mais relevantes alterações trazidas pela Lei 10.848/2004: “A mudança mais acentuada é em relação à estrutura organizacional, pois não haverá mais agentes privados no controle da diretoria, e haverá mandato de quatro anos, com recondução para mais quatro para a diretoria.” VOLPE FILHO, Clovis Alberto; ALVARENGA, Maria Amália Figueiredo Pereira, **Setor Elétrico**, Curitiba: Juruá Editora, 2013., p. 61.

Como se constata desse breve apanhado histórico, e como ainda se observará ao longo de todo este capítulo, o ONS possui uma cerrada regulação que deixa pouca margem de atuação para o exercício da autonomia privada, sua e de seus integrantes. Com efeito, tanto questões afeitas à sua natureza, composição, estrutura e governança, quanto aquelas relativas ao seu objeto social e atribuições foram decididas de modo unilateral e cogente pela União, por meio de leis e regulamentos, e pelo Regulador, por meio de atos administrativos normativos (resoluções). Isto está em radical oposição ao que se passa com outras pessoas jurídicas de direito privado, formalmente semelhantes ao ONS.

Feitas essas considerações iniciais, vai-se ao primeiro grande bloco temático do presente Capítulo: a configuração do *sujeito* ONS.

ONS: questões afeitas ao sujeito (personalidade jurídica, composição, estrutura etc.)

### Introdução

Nem os departamentos das empresas verticalizadas nem mesmo os Grupos Coordenadores da Operação Interligada – CGOI possuíam personalidade jurídica que os tornasse entes dotados de identidade normativa, capazes de direitos e deveres em próprio nome. Como dito acima, embora a *função* de operação do sistema pudesse ser tecnicamente bem delimitada, juridicamente ela não se constituía em um serviço autônomo de energia, objeto de um título habilitante específico (autorização) e entregue a um sujeito também específico. Tal ocorreu apenas em 1998 com a Lei 9.648/1998.

Deixando para tratar das polêmicas envolvendo a pessoa jurídica ONS na última seção deste Capítulo, o que segue faz uma apresentação do conteúdo das normas setoriais que disciplinam o tipo de personalidade jurídica atribuído ao ONS; a sua composição (seus elementos integrantes); a sua estrutura orgânica; o papel das diversas esferas do poder público em face do ONS e, ainda, seus recursos e fontes de financiamento. Como já referido e como logo veremos em mais detalhe, todas essas questões foram unilateral e previamente estabelecidas em atos normativos. A configuração do sujeito e o estabelecimento de suas competências não estão ou estiveram à disposição da deliberação dos seus associados.

### Personalidade jurídica, criação/extinção e membros

Dispôs o *caput* do art. 13 da Lei 9.648/1998 que o ONS seria uma “pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos”.

Na sua esteira, o atual Estatuto da entidade – aprovado, por último, pela REA ANEEL 328/2004 – especificou tratar-se de uma “associação civil” (art. 1º do Estatuto). Com isso, *prima facie*, corporificou-se a figura prevista no art. 44, inc. I e disciplinada nos arts. 53 e seguintes do Código Civil. A efetiva constituição do ONS ocorreu por ato das pessoas (agentes setoriais) que passariam a integrá-lo na qualidade de associados e não dependeu da autorização prevista no art. 13 da Lei 9.648/1998 (conferida originalmente pela REN ANEEL 351/1998 e depois pelo art. 1º do Decreto

5.081/2004), visto que esta tem por objeto não a criação da pessoa jurídica mas o conferimento a ela de certas tarefas (e correspondentes prerrogativas) reservadas<sup>48</sup>.

Fugindo do padrão aplicável às associações civis, o art. 13 da Lei 9.648/1998<sup>49</sup> (pre)determinou que a associação civil peculiar ONS seria integrada por “titulares de concessão, permissão ou autorização e consumidores que tenham exercido a opção prevista nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, e que sejam conectados à Rede Básica.”

Com essa redação, muitas questões ficaram em aberto.

Tomado em sua literalidade e isoladamente, o dispositivo não impõe uma obrigação de associação a qualquer agente – apenas indica *que tipo* de sujeito poderá integrar a associação ONS - e também não apresenta eventuais qualidades específicas que os “titulares de concessão, permissão ou autorização” devem possuir para se associarem. Isso levaria a crer que, em princípio, qualquer agente do setor elétrico que possuir um dos três títulos habilitantes poderá ser associado do ONS. *Prima facie*, o artigo não exclui *a priori* a presença de comercializadores ou distribuidores de energia, por exemplo, e, no âmbito dos geradores, não predetermina que apenas aqueles com operação integrada poderão ser associados. Por fim, ele também não parece clarificar se, para além dos tipos sujeitos indicados genericamente, outras pessoas também poderiam fazer parte da associação. Em síntese, o art. 13 da Lei 9.648/1998 parece ter deixado espaço ou para as escolhas individuais (de cada agente) ou para densificações normativas sucessivas – o que foi o caso.

Com efeito, as primeiras determinações ulteriores vieram com o Decreto 5.081/2004<sup>50</sup>. Seu artigo 4º permitiu que, para além de concessionários, permissionários, autorizados e consumidores conectados à Rede Básica também “outros agentes vinculados aos serviços e às instalações de energia elétrica”, fizessem parte do ONS<sup>51</sup>.

Na esteira desse alargamento (e assumindo que o art. 13 não continha limitação quanto a isso), a REA ANEEL 328/2004 distinguiu entre duas espécies de membros do ONS: os “associados” e os “participantes”. Nos termos de seu art. 6º § 2º, os primeiros seriam “os agentes de geração com usinas despachadas de forma centralizada, os agentes de transmissão, agentes importadores e exportadores com ativos de transmissão conectados à Rede Básica, os agentes de distribuição integrantes do Sistema Interligado Nacional - SIN e os consumidores que tenham exercido a opção prevista nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, e que estejam conectados à Rede

---

<sup>48</sup> De modo distinto, entendendo que a autorização é dada para a criação da pessoa jurídica, SENA, Barbara Bianca, A Recondução de Membros do Conselho de Administração da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, *in*: **Direito da Energia Elétrica Aplicado**, Pará de Minas - MG: VirtualBooks, 2011., p. 20-21. A autora referencia o art. 37, XIX da Constituição, nesse contexto. A autora ainda refere que o ONS (e a CCEE) “prestam-se ao desempenho de atividades econômicas em sentido lato (prestadoras de serviços públicos e/ou entes que desempenham atividade econômica em sentido estrito), sujeitas ao regime do art. 173 da Constituição da República, na medida em que se submetem, especificamente, ao regime de direito privado, com determinadas derrogações de direito público”, cit., p. 21.

<sup>49</sup> As referências normativas serão todas dos textos atualizados. Apenas quando expressamente indicado, será citada a redação original.

<sup>50</sup> Rigorosamente, vieram com o Decreto 2.655/1998 antes mencionado e, em especial, com seu art. 25, revogado pelo Decreto 5.081/2004.

<sup>51</sup> Eis aí uma das tantas questões que suscitam uma análise jurídica crítica acerca do sujeito ONS.

Básica<sup>52</sup>.” Já os segundos seriam “o Poder Concedente, por meio do Ministério de Minas e Energia - MME, os Conselhos de Consumidores e os agentes de geração e de distribuição referidos no Inciso IX do Art. 7º<sup>53</sup>” Ou seja: alguns titulares de autorização, concessão e permissão foram feitos membros compulsoriamente. E mais: de um lado, foram especificados (limitados) quais “titulares de concessão, permissão ou autorização” fariam parte do ONS e, de outro, alargada a sua composição para além desses titulares.

Por sua vez, o Decreto 5.081/2004 agrupou os membros associados em diferentes *categorias*, importantes sobretudo para fins de determinação de votos nas Assembleias Gerais e representação no Conselho de Administração do ONS. Trata-se de uma nova e distinta classificação que assume a anterior, nos termos do parágrafo único do art. 8º do Decreto 5.081/2004:

Art. 8º (...).

Parágrafo único. Para a determinação de votos nas Assembleia Geral e representação no Conselho de Administração, deverão estar previstos no Estatuto Social do ONS três categorias de membros e seus respectivos números de votos:

I - categoria produção, proporcional ao total da capacidade instalada de suas usinas e a capacidade de importação;

II - categoria transporte, proporcional à participação de cada agente no faturamento total dos serviços de transmissão de energia elétrica da Rede Básica;

III - categoria consumo, proporcional à quantidade de energia consumida diretamente ou comercializada com os consumidores finais e exportadores.

Ampliando ainda mais a complexidade da associação, a REA ANEEL 328/2004 foi além desta tricotomia de categorias – relativamente preservada para as duas finalidades referidas no parágrafo único do art. 8º do Decreto 5.081/2004 - e instituiu nove *classes* de membros do ONS. Essa nova classificação igualmente incide sobre a dicotomia básica de membros associados e membros participantes:

Art. 7º Os membros associados e os membros participantes do ONS serão divididos em nove classes da forma seguinte:

I - Agentes de Geração - detentores de concessão ou autorização para geração de energia elétrica com usinas despachadas de forma centralizada e o representante brasileiro de Itaipu Binacional;

II - Agentes de Transmissão - detentores de concessão para transmissão de energia elétrica com instalações na Rede Básica;

III - Agentes de Distribuição - detentores de concessão, permissão ou autorização para distribuir energia elétrica em montantes iguais ou superiores a 500 GWh/ano, integrantes do Sistema Interligado Nacional - SIN;

---

<sup>52</sup> Os direitos e deveres dos membros associados estão dispostos no Título III da REA referida (arts. 10 e 11).

<sup>53</sup> A situação do Poder Concedente é curiosa. Ao revogar o art. 25 do Decreto 2.655/1998 que a previa expressamente (art. 25, § 2º, inc. II), o Decreto 5.081/2004, aparentemente, remeteu o ponto à decisão do regulador. Este a tomou, no sentido de manter o Concedente como membro, como se constata pelo dispositivo da REA ANEEL 328/2004 citado acima (posterior ao Decreto 5.081/2004). No momento (01.2020) encontra-se em curso uma revisão do Estatuto do Operador, na qual será tratada novamente essa questão. No texto, manteremos a situação corrente, tal como a concebe a REA ANEEL 328/2004.

IV - Agentes Importadores - titulares de autorização para implantação de sistemas de transmissão associados à importação de energia elétrica conectados à Rede Básica;

V - Agentes Exportadores - titulares de autorização para implantação de sistemas de transmissão associados à exportação de energia elétrica conectados à Rede Básica;

VI - Consumidores que tenham exercido a opção prevista nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, e que estejam conectados à Rede Básica;

VII - Ministério de Minas e Energia – MME;

VIII - Conselhos de Consumidores constituídos na forma da Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993;

IX - Agentes de geração e de distribuição não enquadrados nas classes I e III deste artigo.

§ 1º As classes enumeradas de I a IX terão assento na Assembléia-Geral, sendo as classes I a VI formadas por membros associados com direito a voto e as classes VII, VIII e IX formadas por membros participantes sem direito a voto.

Como se constata, foram bastante exploradas por normas unilaterais do poder público as incertezas deixadas pelo art. 13 da Lei 9.648/1998. A relação entre as *categorias* do Decreto 5.081/2004 e as *classes* da REA ANEEL 328/2004 não é simples de captar<sup>54</sup>.

Em síntese, a participação no ONS é obrigatória para todos os membros associados e para a maioria dos membros participantes. Ela é voluntária apenas para os distribuidores e geradores referidos no inciso IX do art. 7º da REA ANEEL 328/2004 (cfe. art. 8º, § 1º da REA ANEEL 328/2004).

A exclusão do quadro de associados apenas poderá ocorrer nas hipóteses de perda do título habilitante e de não pagamento reiterado da contribuição associativa (art. 9º da REA ANEEL 328/2004)<sup>55</sup>. No que tange à dissolução do ONS, ela poderá ocorrer após a sua liquidação, por deliberação da Assembleia Geral, “ouvidos o Ministério de Minas e Energia e a ANEEL” (art. 38 da REA ANEEL 328/2004).

Deixando para outra sede a apreciação crítica de algumas dessas características, passa-se à sua estrutura orgânica e fontes de recursos, ambos os tópicos também estabelecidos de maneira coativa e unilateral pelo poder público e não por deliberação de seus membros.

#### [Estrutura e recursos financeiros](#)

<sup>54</sup> Note-se a sobreposição de normas provenientes do regulador e do poder concedente sobre o mesmo objeto, qual seja, a composição do ONS.

<sup>55</sup> A contribuição associativa equivale a menos de 5% do orçamento anual do ONS. O custeio dos restantes 95% vem de tarifa paga por usuários do SIN (é um item nelas embutido), mais especificamente, da TUST - Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão. Essa circunstância foi um dos elementos que fez com que o TCU concluísse que o ONS é passível de fiscalização pela corte.



Embora seja “regulado e fiscalizado” pela ANEEL, o ONS tem suas “regras de organização e os procedimentos necessários ao seu funcionamento” estabelecidos pelo Poder Concedente, cfe. *caput* do art. 14 da Lei 9.648/1998<sup>56</sup>. Com efeito, dispôs o Decreto 5.081/2004:

Art. 5º O ONS, para o cumprimento de suas atribuições e a consecução de seus objetivos, será constituído pelos seguintes órgãos:

I - Assembléia Geral, como órgão deliberativo superior, composto pelos agentes referidos no art. 4º deste Decreto e representantes indicados pelos Conselhos de Consumidores constituídos na forma da Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993;

II - Conselho de Administração, órgão colegiado composto na forma prevista neste Decreto;

III - Diretoria, órgão colegiado ao qual competirá a direção geral das atividades do ONS, nos termos do art. 3º deste Decreto;

IV - Conselho Fiscal, ao qual competirá precipuamente fiscalizar os atos da administração, verificar o cumprimento de seus deveres legais e estatutários, dentre outras atividades inerentes ao órgão.

§ 1º Observadas as disposições deste Decreto, os órgãos do ONS exercerão as atribuições constantes de seu Estatuto Social.

§ 2º As atividades técnicas previstas no art. 3º deste Decreto não estarão sujeitas à apreciação do Conselho de Administração.

A organização e o funcionamento da Assembleia Geral encontram-se estabelecidos no Título IV da REA ANEEL 328/2004. Em particular, a complexa distribuição dos votos entre as três categorias indicadas no par. único do art. 8º do Decreto 5.081/2004 – que são combinadas com as nove classes previstas no art. 7º da REA ANEEL 328/2004 – está disciplinada no art. 13 do ato normativo da ANEEL.

O Conselho de Administração e a Diretoria, por seu turno, estão reguladas nos Títulos V e VI da REA ANEEL 328/2004, respectivamente<sup>57</sup>. De se notar que a composição do Conselho deve refletir as três categorias básicas (Produção, Transporte e Consumo)<sup>58</sup> e, ainda, contar com um representante do poder concedente (art. 19 da REA ANEEL 328/2004). Já a Diretoria será integrada por um Diretor-Geral e quatro Diretores, escolhidos (e destituíveis) pela Assembleia Geral, que aprecia as indicações feitas pelo Ministério de Minas e Energia (3 diretores, incluindo o Diretor-Geral) e pelos agentes (2 diretores)<sup>59</sup>. Cumpre especificamente à Diretoria a execução das tarefas centrais do ONS, como agente setorial (art. 7º do Decreto 5.081/2004).

---

<sup>56</sup> Para uma comparação entre a estrutura da CCEE e do ONS, SENA, A Recondução de Membros do Conselho de Administração da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE., cit., *passim*.

<sup>57</sup> E também nos arts. 6º e 7º do Decreto 5.081/2004.

<sup>58</sup> Lei 9.648/1998: “Art. 14 (...). § 4º O Conselho de Administração do ONS será integrado, entre outros, por representantes dos agentes setoriais de cada uma das categorias de Geração, Transmissão e Distribuição.”

<sup>59</sup> A preocupação com a composição da Diretoria foi tal que alguns de seus aspectos foram disciplinados na Lei 9.648/1998: “Art. 14 (...). § 1º O ONS será dirigido por 1 (um) Diretor-Geral e 4 (quatro) Diretores, em regime de colegiado, sendo 3 (três) indicados pelo Poder Concedente, incluindo o Diretor-Geral, e 2 (dois) pelos agentes, com mandatos de 4 (quatro) anos não coincidentes, permitida uma única recondução. § 2º A exoneração imotivada de dirigente do ONS somente poderá ser efetuada nos 4 (quatro) meses iniciais do mandato, findos os quais é assegurado seu pleno e integral exercício. § 3º Constitui motivo para a exoneração de dirigente do ONS, em qualquer época, a condenação em ação penal transitada em julgado.”

Passando da estrutura orgânica para as fontes de recursos, já se viu que ONS não tem fins lucrativos, não possui ativos de geração e transmissão e não pode realizar quaisquer negócios jurídicos relativos à energia elétrica. Mantém-se, pois, com os ingressos previstos no parágrafo único do art. 34 da REA ANEEL 328/2004 (c/c os complementos trazidos pelo art. 3º da REN ANEEL 780/2017<sup>60</sup>):

Art. 34 (...).

Parágrafo único. São fontes de recursos do ONS:

- I – Contribuições de seus membros associados, proporcional ao número de votos na Assembleia-Geral, incluídas na Parcela “A” para fins de repasse tarifário e as recolhidas por outros associados e agentes do setor elétrico que não estão sujeitas a repasse tarifário;
- II – Recursos decorrentes do orçamento elaborado pelo ONS e aprovado pela ANEEL:
  - a) repassados pelos associados e agentes do setor elétrico conectados à Rede Básica, cujos valores são incluídos na Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão - TUST e na Parcela “A” das Tarifas do Serviço de Energia Elétrica;
  - b) recolhidos por outros associados e agentes do setor elétrico que não estão sujeitos a repasse tarifário; e
  - c) outras receitas autorizadas pela ANEEL.

Apresentados os principais tópicos relativos à *pessoa ONS*, convém investigar brevemente, ainda no âmbito de sua configuração subjetiva, o papel que diferentes instâncias do poder público desempenham em face do operador e as bases da vinculação jurídica dos agentes setoriais a esta pessoa jurídica.

### [O papel do poder público no ONS](#)

O exame dos aspectos subjetivos relativos ao Operador Nacional do Sistema já revelou algo antes referido e que ficará ainda mais evidente quando do estudo de suas competências: é muito intensa a presença do poder público federal, em especial Ministério de Minas e Energia – MME e ANEEL, no ONS.

Já os aspectos básicos de sua existência são regradados em normas legais, regulamentares e administrativas. Mesmo antes de constituída a associação civil sem fins lucrativos, seus contornos estavam predeterminados nestes atos normativos. Tipo de personalidade jurídica, composição e determinação dos seus membros, estrutura orgânica, fontes de receita associação, competências e atribuições: tudo isso foi rigorosamente disciplinado e não deixado às escolhas e decisões de seus associados – que, em sua maioria, sequer poderiam optar por se juntar, ou não, à associação. Como ainda veremos em detalhes, as próprias atribuições do ONS – que concorrem para formar seu objeto

---

<sup>60</sup> Em seu art. 3º a REN ANEEL 780/2017 ainda traz a possibilidade de recursos advindos da cobrança por “produtos” por ele disponibilizados aos agentes (indicados no art. 1º, § 1º, inc. VI) e de convênios com certos entes: “Art. 3º Os recursos necessários para o orçamento do ONS serão arrecadados por meio de contribuições de seus membros associados, de Encargos de Uso do Sistema de Transmissão – EUST obtidos a partir das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST, de receitas provenientes do sistema de cobrança de que trata o inciso VI do § 1º do art. 1º, e de convênios com entidades sem fins lucrativos.”

social – foram estabelecidas em lei e a ele confiadas por uma autorização do poder concedente (art. 1º do Decreto 5.081/2004).

As principais providências/competências do poder concedente e da ANEEL incidentes sobre o ONS são as seguintes:

- É o poder concedente quem:
  - prevê, abstratamente, a pessoa jurídica ONS e suas atribuições (art. 13 da Lei 9.648/1998).
  - Define as suas “regras de organização” (art. 14 *caput* da Lei 9.648/1998), o que ocorreu com a edição do Decreto 5.081/2004.
  - Autoriza a execução, por ele, das atividades previstas genericamente no art. 13 da Lei 9.648/1998 (art. 1º do Decreto 5.081/2004).
  - É membro do ONS (na qualidade de “participante”, cfe. acima).
  - Indica, para apreciação da Assembleia Geral, três dos cinco membros da Diretoria, incluindo o Diretor-Geral.
  - Tem representantes também no Conselho de Administração do ONS.
  - Exercita, ainda, outras competências técnicas muito relevantes (inclusive por meio do CNPE, MME e, aí, por meio do CMSE e da CPAMP<sup>61</sup>. A título de exemplo, foi o CNPE quem criou possibilidades de despacho fora da ordem de mérito, a serem decididos pelo CMSE e executados pelo ONS; é a a CPAMP quem decide importantíssimas questões relacionadas aos programas computacionais empregados no planejamento e programação da operação etc<sup>62</sup>., cfe. adiante).
- Já a ANEEL regula e fiscaliza o ONS<sup>63</sup>. Nesse contexto, salientam-se:
  - A auditoria da performance dos despachos realizados pelo ONS, art. 3º, inc. VI do Decreto 5.018/2004.
  - A aprovação dos Procedimentos de Rede, isto é, das regras de operação das redes de transmissão do Sistema Interligado Nacional – SIN, elaboradas pelo ONS (adiante).
  - A aprovação do Estatuto do ONS (art. 8º do Decreto 5.081/2004).

---

<sup>61</sup> Estes sujeitos foram apresentados no Capítulo VIII.

<sup>62</sup> REN CNPE 07/2016.

<sup>63</sup> Cfe. *caput* do art. 13 da Lei 9.648/1998; arts. 1º e 2º do Decreto 5.081/2004; art. 9º do Decreto 5.081/2004; art. 4º, inc. VII do Decreto 2.335/1997 etc.

- A auditoria dos sistemas e procedimentos técnicos do ONS, com os objetivos estabelecidos no art. 9º do Decreto 5.081/2004.
- Aprovação do orçamento do ONS (REN ANEEL 780/2017).
- Outras competências técnicas específicas<sup>64</sup>.

A decomposição analítica das competências específicas do poder concedente e da ANEEL sugere ainda uma espécie de divisão de papéis: enquanto o primeiro é o responsável pela concepção geral da figura e das suas tarefas, bem como possui decidida ingerência em seu funcionamento “diário” (pela participação na Assembleia Geral e indicação de diretores e membros do Conselho de Administração), a Agência fica a cargo da regulação das suas atividade com projeção externa – serviços de energia elétrica *regulados* como os outros, cfe. adiante – e de sua fiscalização<sup>65</sup>.

Comparando-se com o papel do poder público nos demais serviços de energia elétrica (geração, transmissão, distribuição e comercialização), constata-se que a nota específica relativamente ao ONS e à operação do sistema parece ser a peculiar presença do poder público na composição da pessoa jurídica e de seus órgãos. Note-se que a principal tarefa do ONS – operar o SIN – é prerrogativa da sua Diretoria, composta por 5 membros, três dos quais indicados pelo Ministério de Minas e Energia<sup>66</sup>.

Se estas são as grandes linhas da relação do ONS com o poder público – que põem de manifesto sua vinculação à ANEEL e ao poder concedente – resta esclarecer uma outra perspectiva: a vinculação dos agentes setoriais ao ONS.

#### [As bases da vinculação jurídica dos agentes ao ONS e caráter dos Procedimentos de Rede](#)

Diferentemente do que ocorre com a grande maioria dos demais agentes que prestam serviços de energia elétrica, a principal tarefa que o ONS realiza – a operação do sistema - pressupõe e exige que outros sujeitos setoriais lhe prestem obediência, sobretudo no momento da operação em tempo real, em que o atendimento às suas ordens de despacho é crucial para o funcionamento adequado do Sistema Interligado Nacional.

Nesse contexto, surge, então, natural a questão acerca das bases que legitimam juridicamente e tornam vinculantes os comandos do operador, visto que uma associação civil, pessoa jurídica de direito privado, *prima facie* não exercita *ius imperii*. Com efeito, uma coisa é o legislador disciplinar

---

<sup>64</sup> Por exemplo, cabe à ANEEL “regular e fiscalizar a gestão dos dados de entrada, dos parâmetros e da alteração de algoritmos dos modelos computacionais” utilizados pelo ONS, cfe. art. 3º da REN CNPE 07/2016. Questão duvidosa é a possibilidade de o CNPE instituir ou subtrair, em face da ANEEL, competências acerca do ONS. O tema será tratado adiante.

<sup>65</sup> Gabriela Brandão entende que o ONS está ligado ao poder público por uma *relação especial de sujeição*, figura típica – e controversa – do direito administrativo. BRANDÃO, **Pessoas Jurídicas de Direito Privado no Setor: o Papel e a Natureza Jurídica do Operador Nacional do Sistema - ONS e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.**, p. 14.

<sup>66</sup> Uma questão que será deixada em aberto diz respeito ao grau de vinculação desses Diretores às determinações e/ou preferências do MME na condução da operação do sistema.

o sujeito ONS e mesmo confiar-lhe certas tarefas. Outra coisa é submeter determinados agentes às suas determinações.

A questão acerca das bases jurídicas da vinculação é complexa<sup>67</sup> e o que segue apenas apresenta os termos do problema. Uma análise crítica das soluções encontradas pela regulação setorial será feita na última seção deste Capítulo.

O primeiro passo para bem compreender o ponto em exame consiste em delimitar, o mais exatamente possível, quais são as manifestações do ONS (ou as competências elencadas no art. 13 da Lei 9.648/1998) que suscitam o problema<sup>68</sup>, visto que nem todas elas pressupõem a possibilidade de o ONS emitir comandos (isto não ocorre, por exemplo, quando o ONS meramente propõe melhorias e reforços das redes etc<sup>69</sup>).

Entende-se, quanto a isto, que o núcleo das ordens do ONS encontra-se na função de operação e, aí, sobretudo na formação da ordem de despacho e nos comandos de manobras da rede dadas aos geradores e aos transmissores da Rede Básica<sup>70</sup>. Na realização desta missão, o ONS segue o conjunto de regras técnico-operacionais chamado de Procedimentos de Rede<sup>71</sup> e toma também, se necessário, decisões discricionárias que não se encontram previamente determinadas (sobretudo em situações de emergência - mas não só cfe. adiante)<sup>72</sup>.

---

<sup>67</sup> Mais uma vez, Gabriela Brandão fala em relações especiais de sujeição para explicar esse fenômeno que relaciona o ONS com os agentes setoriais – em especial os geradores despachados centralizadamente e os transmissores que operam instalações da Rede Básica. BRANDÃO, **Pessoas Jurídicas de Direito Privado no Setor: o Papel e a Natureza Jurídica do Operador Nacional do Sistema - ONS e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.**, p. 14.

<sup>68</sup> v. adiante a classificação entre diferentes tipos de competência. O que se busca aqui são, fundamentalmente, as competências *normativas* do ONS.

<sup>69</sup> Acerca desses pontos, Gabriela Brandão propõe uma diferente e igualmente interessante questão, qual seja, a do valor jurídico das recomendações do ONS para o poder público: “Ao diagnosticar eventuais gargalos na geração, transmissão ou distribuição de energia e recomendar determinadas obras de ampliação ou reforços no SIN, o ONS cria para o Poder Público o dever de analisar e levar essas informações em consideração no planejamento setorial, bem como a responsabilidade por eventual omissão em caso de descontinuidade do fornecimento.” BRANDÃO, **Pessoas Jurídicas de Direito Privado no Setor: o Papel e a Natureza Jurídica do Operador Nacional do Sistema - ONS e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.**, p. 40.

<sup>70</sup> Vitor Lanza Veloso delimita de modo ligeiramente diverso o âmbito de sua investigação, dedicada ao exame da natureza jurídica da atividade de operação do sistema, realizada pelo ONS: VELOSO, **A Natureza Jurídica da Atividade de Coordenação e Controle da Operação do Sistema Interligado Nacional: uma Análise à Luz da Constituição de 1988.**, p. 15. Substancialmente, porém, trata-se do mesmo objeto de estudo apresentado aqui.

<sup>71</sup> Disponíveis em <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>.

<sup>72</sup> Alexandra von Meier encarece este ponto (em sua linguagem: o caráter intuitivo e não formalizável de algumas medidas tomadas pelo operador) em diversas passagens de sua obra. Ao sintetizar as duas distintas perspectivas de engenheiros de sistemas e operadores, destaca: “Finally, operators tend to draw on intuitive reasoning, especially when data are insufficient but action is required nonetheless. Although there are manuals specifying operating procedures, many situations occur that could not have been foreseen in detail and courses of action recommended. To deal with the problem at hand, analytic tools may not be able to provide answers quickly enough. Worse yet, information on the books may be found to be untrustworthy under the circumstances; for example, if recent data appear to contradict what was thought to be known about the system. In order to come to a quick decision, the operator’s main recourse then is to recall past experience with similar situations. How did the system behave then? Were people surprised? How did the particular equipment respond? Based on such experience, an operator will have an intuitive “feel” for the likelihood of success of a given procedure. This experience-based approach is intuitive not because it is irrational, but because it is nonalgorithmic. An operator might have difficulty articulating all the factors taken into consideration for such a decision, and how, precisely, they were mentally weighed and combined. He or she might not be able to cite the reasons for feeling

A questão se põe com especial intensidade em face dos geradores, uma vez que a maior parte dos transmissores vincula-se contratualmente ao ONS (Capítulo X). Por qual razão, porém, os agentes produtores deveriam seguir as determinações do operador, considerando que em muitos casos as ordens de despacho do ONS podem ir de encontro a estratégias negociais e comerciais dos seus destinatários (como veremos, a “lógica” que orienta a operação é sempre *sistêmica*: no momento de sua preparação, de eficiência econômica; no momento da operação em tempo real, de *segurança*).

Duas são as perspectivas que podem ser exploradas para responder à pergunta, considerando-se que os sujeitos que atuam sob as ordens do ONS são tanto (i.) *associados* seus, e nessa medida submetidos às normas que regulam a associação da qual são membros, quanto (ii.) *agentes setoriais delegados da União Federal* para o exercício de atividades reservadas. E, nessa medida, submetidos às normas editadas pelo poder concedente e pelo regulador dos serviços e instalações de energia elétrica.

À luz da primeira perspectiva, poder-se-ia falar em uma vinculação interna, própria da figura de *associado* que, ao passar a integrar a pessoa jurídica gregária, submete-se automaticamente às suas regras constitutivas e de organização associativa e, nessa medida, às determinações da associação naquilo que se contiver dentro de seu objeto social e atribuições. Com efeito, nos termos do art. 54, inc. III do Código Civil, o estatuto da associação deve conter o rol de “direitos e deveres dos associados” e o art. 11 da REA ANEEL 328/2004 que o aprovou dispõe que “são deveres dos membros associados”, dentre outras coisas, “respeitar as regras deste Estatuto, cumprir os Procedimentos de Rede e da legislação setorial aplicável à operação do SIN” (art. 11, inc. II).

Embora possível, esta via de explicação não é suficiente para assentar as bases da sujeição jurídica dos agentes ao ONS na autonomia da vontade de cada um, de a ele se vincular. Isso porque, para os chamados *membros associados* (como são os geradores despachados centralizadamente e os transmissores que realizam os serviços de transporte na Rede Básica), simplesmente não é uma opção fazer, ou não, parte da pessoa jurídica. Trata-se de uma imposição, como vimos acima, ou seja, de mais uma – dentre tantas – obrigação que os sujeitos adquirem ao se tornarem agentes setoriais.

Faz-se necessário portanto, considerar a segunda perspectiva: em verdade, é a condição de agente setorial, isto é, de delegado do poder público para o exercício de uma competência econômica pública – a *atividade reservada* de que se falou longamente no Capítulo VII – que explica tanto a associação obrigatória quanto a vinculação aos comandos do ONS.

---

that something will work or not work. Nonetheless, the decision makes use of factual data and logical cause–effect relationships, as they have been empirically observed. The use of intuitive processes is so deeply embodied in the culture of operations that they are often chosen over analytic approaches by preference rather than necessity. Obviously, both methods can fail; the question is about relative degrees of confidence. While engineers may frown on operator justifications that seem based on intractable, obscure logic or even superstition, operators delight in offering accounts of situations where their intuition turned out to be more accurate than an engineer’s prediction.”, VON MEIER, Alexandra, **Electric Power Systems: A Conceptual Introduction**, Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, 2006. p. 285. (v. também p. 211; 283; *et passim*).

A bem guardar, não é necessária a condição de associado para justificar o dever de obediência ao ONS<sup>73</sup>. Este dever se assenta, antes, na qualidade de seus associados, de agentes delegados para a realização de uma atividade reservada em face da qual os poderes de conformação da União são muito mais intensos e amplos do que aqueles que ela possui no âmbito das atividades econômicas regidas pelo princípio da livre iniciativa (Capítulo VI).

Ou seja: os agentes delegados vinculam-se, antes de mais nada, “externamente” ao ONS em face de comandos unilaterais do poder concedente relativos ao modo de execução dos serviços de geração e transmissão delegados por concessões, autorizações e permissões. Já nos títulos habilitantes – de geração e transmissão – esta vinculação pode estar positivada<sup>74</sup>, a par de constar em inúmeras outras normas setoriais (a *sedes materiae* é o art. 13 da Lei 9.648/1998).

Em síntese, a submissão dos agentes aos comandos ONS é automática – não necessita do liame associativo - e se estabelece no momento em que o sujeito, por decisão sua, torna-se um agente setorial. A sua condição de associado tem outras serventias e propósitos, como, por exemplo, acompanhar de perto a elaboração dos Procedimentos de Rede, solicitar informações sobre vários temas ao operador, conhecer os programas computacionais que preparam a operação, deliberar sobre a escolha de seus diretores<sup>75</sup>, votar nas Assembleias-Gerais etc.

Reforça essa conclusão, a natureza jurídica dos Procedimentos de Rede, as normas básicas que guiam o ONS no exercício de suas funções e que vinculam tanto o operador quanto os agentes:

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.

Os principais objetivos dos Procedimentos de Rede são:

- Legitimar, garantir e demonstrar a Transparência, Integridade, Equanimidade, Reprodutibilidade e Excelência da Operação do Sistema Interligado Nacional;

---

<sup>73</sup> Reitere-se que não se está propriamente problematizando essa construção jurídica, mas apresentando-a. A discussão acerca de sua possibilidade em face do ordenamento – p.ex., a possibilidade de associação compulsória, do uso da figura da associação civil para a tarefa de operação etc. – será realizada na última seção deste Capítulo.

<sup>74</sup> v. art. 14, § 2º do Decreto 2.003/1996; art. 17, § 1º da Lei 9.074/1995; art. 6º, § 2º do Decreto 2.655, dentre outros.

<sup>75</sup> Para poder desempenhar de modo independente e técnico suas funções, o ONS (sua diretoria e departamentos técnicos) tem que estar “blindado” dos agentes. E, conforme os textos normativos antes indicados, ele efetivamente possui essa independência.

- Estabelecer, com base legal e contratual, as responsabilidades do ONS e dos Agentes de Operação, no que se refere a atividades, insumos, produtos e prazos dos processos de operação do sistema elétrico;
  - Especificar os requisitos técnicos contratuais exigidos nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão - CPST, dos Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão - CCT e dos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão - CUST.
- Os Procedimentos de Rede propiciam transparência e embasamento técnico-operacional às atividades realizadas pelo ONS no exercício de suas atribuições, e tem como principais clientes os agentes e órgãos do setor elétrico e a sociedade, como consumidora final de energia elétrica<sup>76</sup>.

Conquanto os Procedimentos de Rede sejam preparados no âmbito interno do próprio ONS<sup>77</sup> e contem com a participação dos associados, não se pode considerá-los como fruto de *auto-regulação* ou *auto-gestão*<sup>78</sup>, vez que o processo que neles culmina conta com a intensa presença diretiva da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL: ela organiza e participa ativamente das audiências públicas para discussão dos Procedimentos de Rede<sup>79</sup> e, mais importante, examina-os em seu conteúdo, para aprová-los, ou não, nos termos do que dispõe o par. único, *al. f*, do art. 13 da Lei 9.648/1998<sup>80</sup>. Além disso, esses atos normativos devem ser realizados sob a égide de princípios que informam a ação pública, como a transparência na sua elaboração (art. 3º, §§ 1º e 4º da REA ANEEL 328/2004, *infra*). Ou seja: os Procedimentos de Rede são *atos administrativos normativos* da Agência Nacional de Energia Elétrica que vinculam, como quaisquer atos dessa natureza, os agentes setoriais<sup>81</sup>.

Essa circunstância mostra, mais uma vez, que a origem da relação de sujeição dos agentes em face do ONS é externa, própria do regime das atividades reservadas – e não decorrente de uma relação

---

<sup>76</sup> <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/o-que-sao>. Acesso em 27.12.2019. Para uma visão de conjunto e simplificada, v. o Submódulo 17.2. dos Procedimentos de Rede, intitulado *Descrição das Atribuições, Macroprocessos e produtos do ONS e Requisitos de Informação*.

<sup>77</sup> Sua elaboração é de responsabilidade da Diretoria, que deve propiciar amplo debate e transparência no procedimento, cfe. art. 23, inc. VI da REA ANEEL 328/2004.

<sup>78</sup> Sobre o tema, de modo bastante abrangente, v. FREEMAN, Jody, *The Private Role in Public Governance*, **New York University Law Review**, 2011.; RIBEIRO, Mauricio Carlos, *Exercício de Poderes Públicos de Autoridade por Entidades Privadas: Algumas Reflexões*, **Revista Quaestio Iuris**, 2013. Para uma apresentação mais abrangente e de matriz continental, GONÇALVES, Pedro, **Entidades Privadas com Poderes Públicos: O Exercício de Poderes Públicos de Autoridade por Entidades Privadas com Funções Administrativas**, Coimbra: Almedina, 2008. Especificamente no setor elétrico, e considerando o ONS como um caso de auto-gestão, SUNDFELD, Carlos Ari; CÂMARA, Jacintho Arruda, *Mercado Atacadista de Energia - Competências regulatórias*, **Fórum Administrativo - FA**, v. 15, 2002., p. 02.

<sup>79</sup> Uma recente e importante iniciativa foi a Audiência Pública 031/2019 destinada “a adequar os Procedimentos de Rede à implementação do modelo computacional DESSEM no âmbito da programação diária da operação eletroenergética do Sistema Interligado Nacional (SIN)”.

<sup>80</sup> Ainda que com pouco efeito prático, note-se que o texto desse dispositivo foi alterado em 2004 para reforçar o caráter propositivo (e não impositivo) da participação do ONS na elaboração dos Procedimentos de Rede: não se trata mais de “definir”, mas de “propor” regras para a operação.

<sup>81</sup> De modo não inteiramente adequado, os próprios Procedimentos de Rede cuidam de fornecer o que chamam de seus “fundamentos legais”. Referem a Lei 9.648/1998 (art. 13, par. único, alínea *f*), o Decreto 5.081/2004 (art. 3º), a REN ANEEL 247/1999, a REN ANEEL 281/1999 (art. 10) e a REA ANEEL 328/2004). Submódulo 1.1. dos Procedimentos de Rede, item 7.2. Diz-se “não adequado” porque estes dispositivos legitimam a ação propositiva do ONS, relativamente aos PR’s; não a própria força vinculante deles, que advém das competências da ANEEL em face do setor elétrico.



associativa<sup>82</sup>. Ela ainda mostra que o ONS, ao operar o sistema, realiza um *serviço de energia*<sup>83</sup>, que, como tal, encontra-se submetido a normas do poder concedente e do regulador<sup>84</sup>.

## O ONS - panorama dos objetivos, competências e diretrizes

### Introdução

Ao longo deste Capítulo já tivemos oportunidade de travar contato superficial com a tarefa crucial do ONS, qual seja, a operação Sistema Interligado Nacional – SIN. A partir de agora, vamos aprofundar o estudo desta atividade e de outras, também confiadas pelo poder público ao Operador<sup>85</sup>, todas sob a perspectiva jurídica.

### Panorama das atribuições do ONS

#### *Introdução*

As principais atribuições do ONS estão dispostas no art. 13 da Lei 9.648/1998 e no art. 3º do Decreto 5.081/2004. Estes dois dispositivos estabelecem-nas sem fixar ordens, relações ou hierarquias entre elas:

Art. 13. As atividades de coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica integrantes do Sistema Interligado Nacional (SIN) (...) serão executadas (...) pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) (...)<sup>86</sup>.  
Parágrafo único. Sem prejuízo de outras funções que lhe forem atribuídas pelo Poder Concedente, constituirão atribuições do ONS:

---

<sup>82</sup> Que pode reforçá-la, mas jamais justificá-la isoladamente.

<sup>83</sup> Serviço esse que tem, como mesmo diz o ONS, “como principais clientes os agentes e órgãos do setor elétrico e a sociedade, como consumidora final de energia elétrica.” <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/o-que-sao>, acesso em 21.01.2020.

<sup>84</sup> Um resumo dos tipos de vinculação recíproca encontra-se no Submódulo 1.1. dos Procedimentos de Rede: “7.4.3 Cabe ao ONS: (a) zelar pela atualidade dos *Procedimentos de Rede*; (b) coordenar os processos de revisão dos *Procedimentos de Rede*, garantindo ampla participação dos agentes do setor elétrico; e (c) cumprir o que estiver estabelecido nos *Procedimentos de Rede*. 7.4.4 Cabe aos agentes: (a) ter pleno conhecimento de todos os *Procedimentos de Rede*; (b) participar dos processos de revisão dos *Procedimentos de Rede*; e (c) cumprir, naquilo que lhe compete, o que estiver estabelecido nos *Procedimentos de Rede*.”

A linguagem normativa *Procedimentos de Rede* está presente em todos os lugares. A título de exemplo, eles estão continuamente dispostos “diretrizes” e “responsabilidades” dos agentes etc. (Submódulo 6.4.). “O objetivo deste submódulo é atribuir responsabilidades, estabelecer os critérios para a identificação da modalidade de operação de usinas do SIN e definir o relacionamento destas com o ONS”. (Sm 26.2.). As normas propriamente ditas: exs. Sm 26.2., item 6.1.; item 6.1.2. (as consequências normativas da classificação do modo de operação da usina).

<sup>85</sup> Até 2004 o ONS poderia receber outras atribuições por via de contratos celebrados entre ele e os agentes (notadamente seus associados, mas não apenas eles). Isso não mais parece ser possível hoje em face da mudança de redação do par. único do art. 13 da Lei 9.648/1998 que acentuou a dependência do ONS diante do poder concedente.

<sup>86</sup> O *caput* do art. 13 contém o indesejável cacoete já diagnosticado no Capítulo VII, de sobrepor, num mesmo período sintático, inúmeras normas que tratam de temas diversos. As supressões realizadas procuram salientar o aspecto normativo que ora interessa, qual seja, o das atribuições e tarefas do ONS.

- a) o planejamento e a programação da operação e o despacho centralizado da geração, com vistas a otimização dos sistemas eletroenergéticos interligados;
- b) a supervisão e coordenação dos centros de operação de sistemas elétricos;
- c) a supervisão e controle da operação dos sistemas eletroenergéticos nacionais interligados e das interligações internacionais;
- d) a contratação e administração de serviços de transmissão de energia elétrica e respectivas condições de acesso, bem como dos serviços ancilares;
- e) propor ao Poder Concedente as ampliações das instalações da Rede Básica, bem como os reforços dos sistemas existentes, a serem considerados no planejamento da expansão dos sistemas de transmissão;
- f) propor regras para a operação das instalações de transmissão da Rede Básica do SIN, a serem aprovadas pela ANEEL (...) <sup>87</sup>.

A regulação infraregulamentar fez adições, complementações e desenvolveu essas normas. A terminologia empregada é oscilante. Além de “atribuições”, as normas falam de “objetivos”, “finalidades”, “missão”, “macrofunções”, “funções”, “macroprocessos”, “processos”, “produtos” etc <sup>88</sup>.

Em pelo menos dois locais nos Procedimentos de Rede encontra-se uma tentativa de ordenação das tarefas do ONS (Submódulos 1.2. e 17.2.). Apesar de algumas discrepâncias de terminologia e de objetos, essas normas fornecem uma visão relativamente coerente, sistemática e útil.

O Submódulo 1.2. (intitulado “Macrofunções Finalísticas do Operador Nacional do Sistema Elétrico”) faz uma diferenciação entre (i.) “atribuições”, (ii.) “macrofunções”; (iii.) “funções” e (iv.) “produtos”. As primeiras seriam aquelas tarefas dispostas pelo par. único do art. 13 da Lei 9.648/1998. As segundas conteriam as próprias atribuições e grandes desdobramentos seus. As funções, por sua,

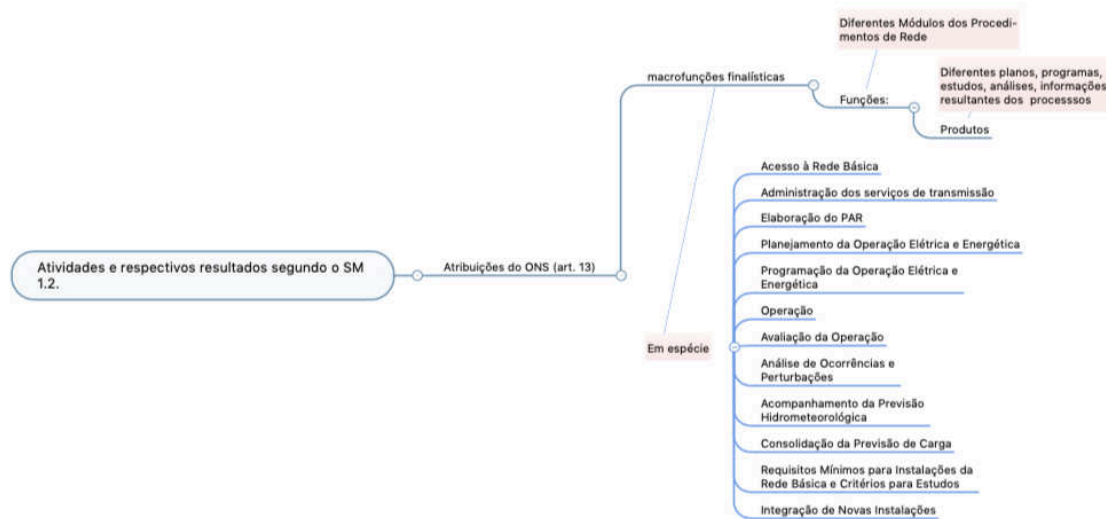
---

<sup>87</sup> O art. 3º do Decreto 5.081/2004 tem conteúdo semelhante, com algumas adições (alusão à responsabilidade da Diretoria na execução das tarefas, referência a requisitos de procedimento no desempenho de algumas atribuições, adição da atribuição constante do inciso VI dentre outros pequenos acréscimos): “Art. 3º Sem prejuízo de outras funções atribuídas pelo Poder Concedente, constituirão atribuições do ONS, a serem exercidas privativamente pela Diretoria: I - o planejamento e a programação da operação e o despacho centralizado da geração, com vistas à otimização do Sistema Interligado Nacional - SIN; II - a supervisão e a coordenação dos centros de operação de sistemas elétricos, a supervisão e o controle da operação do SIN e das interligações internacionais; III - a contratação e a administração de serviços de transmissão de energia elétrica e as respectivas condições de acesso, bem como dos serviços ancilares; IV - a proposição ao Poder Concedente das ampliações de instalações da Rede Básica, bem como de reforços do SIN, a serem considerados no planejamento da expansão dos sistemas de transmissão; V - a proposição de regras para a operação das instalações de transmissão da Rede Básica do SIN, mediante processo público e transparente, consolidadas em Procedimentos de Rede, a serem aprovadas pela ANEEL, observado o disposto no art. 4º, § 3º, da Lei no 9.427, de 26 de dezembro de 1996; VI - a divulgação dos indicadores de desempenho dos despachos realizados, a serem auditados semestralmente pela ANEEL (...)”

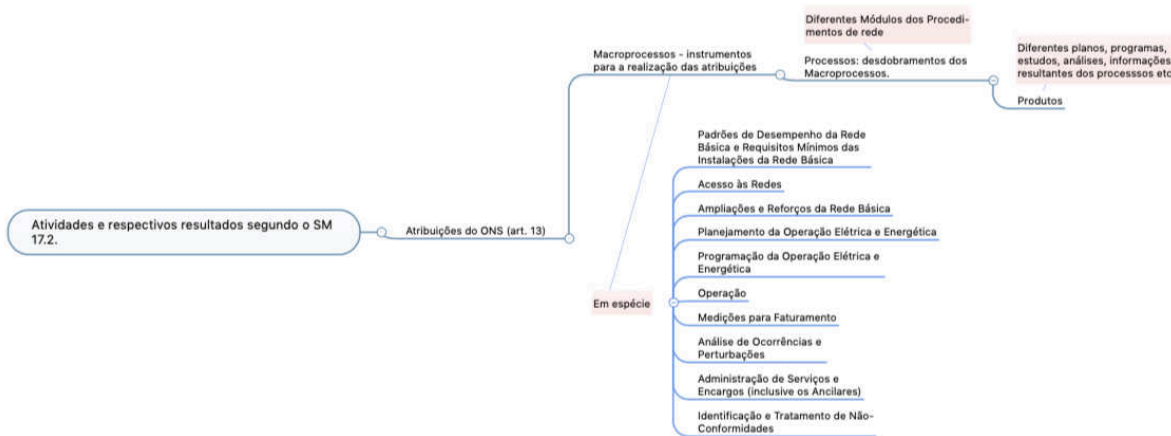
A menção à “função privativa” da Diretoria tem o objetivo de “blindá-la” dos seus membros associados. Esses últimos podem participar de alguns aspectos da administração interna, por meio de voto na Assembleia-Geral ou nos Conselhos de Administração e Fiscal, mas não têm qualquer poder acerca de questões técnicas indicadas no art. 3º.

<sup>88</sup> Para referir as várias incumbências do ONS, fala-se em “objeto” (art. 1º da REA ANEEL 328/2004), “funções” ou “atribuições” (par. único do art. 13 da Lei 9.648/1998), “objetivos” (art. 5º do Decreto 5.081/2004). Os Procedimentos de Rede referem ora “atribuições básicas”, “macroprocessos” e “processos” do ONS (v., p.ex., Submódulo 17.2., *Descrição das Atribuições, Macroprocessos, Processos e Produtos do ONS e Requisitos de Informação*); ora usam as expressões “macro funções finalísticas”, “missão”, dentre outros (v., p.ex., Submódulo 1.1., intitulado *O ONS e os Procedimentos de Rede: Visão Geral*). “Atribuições” são as tarefas elencadas nas alíneas do par. único do art. 13 da Lei 9.648/1998, cfe. item 6.3. Também encontram-se “Princípios básicos” (item 6.4. do SM 1.1. dos PR’s).

vez, seriam ulteriores desenvolvimentos das macrofunções aos quais corresponderiam, *grosso modo*, os diferentes Módulos dos Procedimentos de Rede. Já os “produtos” seriam os resultados dos processos. De modo gráfico:



Lógica semelhante segue o Submódulo 17.2. (“Descrição das Atribuições, Macroprocessos, Processos e produtos do ONS e Requisitos de Informação”) que diferencia entre (i.) “atribuições”, (ii.) “macroprocessos”, “processos” e “produtos” atribuídos ao ONS.



Como se vê, apesar das diferenças entre as duas perspectivas de organização das tarefas do ONS, há em ambas uma certa ordem hierárquica (semelhante, mas não idêntica) que separa os grandes blocos de atividades indicadas nas alíneas do par. único do art. 13 da Lei 9.648/1998 de suas manifestações técnicas (“macroprocessos” ou “macrofunções”, desdobradas em “processos” ou “funções” e, por fim, em “produtos”).

No plano dos objetivos ou finalidades do ONS a serem alcançados com o exercício das atribuições, macrofunções, funções etc, a regulação também fornece indicações importantes.

A Resolução da ANEEL que aprovou o Estatuto do ONS (REA ANEEL 328/2004) dispõe:

Art. 2º O ONS tem por objeto executar as atividades de coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional - SIN, sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, **com vistas a:**

I - **promover a otimização da operação do sistema eletroenergético**, visando o menor custo para o sistema<sup>89</sup>, observados os padrões técnicos e os critérios de confiabilidade estabelecidos nos Procedimentos de Rede aprovados pela ANEEL;

II - **garantir** que todos os agentes do setor elétrico tenham **acesso à rede de transmissão de forma não discriminatória**.

III - **contribuir**, de acordo com a natureza de suas atividades, **para que a expansão do Sistema Interligado Nacional – SIN se faça ao menor custo e vise as melhores condições operacionais futuras**. (grifou-se)

Em diversas passagens dos Procedimentos de Rede, colhem-se informações semelhantes sobre o propósito das distintas atividades do ONS:

1.2.3 Ao realizar as atividades de coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica do SIN, **o ONS busca o ótimo sistêmico, compatibilizando a otimização energética com a segurança elétrica e com a continuidade do suprimento energético**.

## 6.2 Missão do ONS

6.2.1 Operar o SIN de forma integrada, com transparência, equidade e neutralidade, de modo a **garantir o suprimento de energia elétrica contínuo, econômico e seguro no país**<sup>90</sup>. (grifou-se)

Diante dessa riqueza de informações e da oscilação terminológica, convém tentar uma organização dos termos e respectivos conceitos por eles veiculados.

### Objetivos, competências e princípios de atuação do ONS

Antes de mais nada, é útil fixar o vocabulário e empregar conceitos propriamente jurídicos no lugar das expressões constantes das normas setoriais. Além propiciar clareza e uniformidade, este procedimento permite destacar aspectos juridicamente importantes relacionados ao operador e às suas funções. Propõe-se, pois, distinguir entre “objetivos”, “competências” e “princípios de atuação” do Operador Nacional do Sistema.

Os *objetivos* (correspondentes às “finalidades” ou “missões”) do ONS são os *estados-de-coisas* que se deseja alcançar com o exercício das suas competências; são situações de fato que o operador deve buscar propiciar aos destinatários de suas atividades e que justificam a sua própria existência. Eles

---

<sup>89</sup> Atenção: é importante destacar que se trata de “operação com segurança *ao menor custo*”, e não “operação com segurança *a qualquer custo*”.

<sup>90</sup> As citações foram extraídas do Sumódulo 1.1., mas encontram-se espalhadas em todos os Procedimentos de Rede. Assim, ainda, no SM 8.1. dos PR’s (que fala da Programação Diária da Operação Eletroenergética) vem dito que é objetivo do ONS realizar o “suprimento, nas melhores condições técnicas (elétricas e energéticas), econômicas e com a maior segurança operacional possível, das demandas previstas, considerando a integridade de equipamentos e as restrições existentes.” (item 1.1.). No Submódulo 1.1. encontra-se ainda uma formulação muito semelhante àquela da REA ANEEL 328/2004 (item 6.1.3.).

são identificados na resposta à pergunta: *o que se espera do exercício, pelo ONS, de suas competências?* Podem existir vários objetivos, assim como é também possível que certos objetivos sejam anteriores ou instrumentais em face de outros. A organização deles é, em certa medida (não totalmente) uma questão de escolha e ênfase. Trata-se, em qualquer caso, de uma noção muito importante porque propicia um dos mais sensíveis elementos de avaliação e controle jurídicos da conduta do operador. Assim como, nos termos do art. 6º da Lei 8.987/1995 se afere o *serviço adequado* dos agentes setoriais (objetivo dos sujeitos que prestam serviço público) à vista de certos parâmetros e metas, assim também se deve vincular valorativamente a conduta do ONS aos propósitos que levaram à sua concepção<sup>91</sup>.

Ocorre, porém, que nem a Lei 9.648/1998 nem o seu regulamento neste aspecto, o Decreto 5.081/2004 (nem, antes dele, o Decreto 2.655/1998), foram explícitos quanto a este ponto<sup>92</sup>. Nada obstante, a Lei 10.848/2004 contém importantes indicações quanto a isso (art. 1º, § 4º, citado adiante), bem como a regulação antes vista (REA ANEEL 328/2004 e os Procedimentos de Rede). Com esses subsídios, propõe-se a seguinte ordenação dos objetivos do ONS:

- Objetivo primário: (operar o sistema elétrico interligado para) ***suprir o mais plenamente possível as necessidades de energia demandadas pelos consumidores livres e distribuidores conectados à Rede Básica, de modo seguro, com qualidade técnica, ao menor custo***<sup>93</sup>.
- Objetivos secundários:
  - Propiciar o livre acesso às redes de transmissão de modo isonômico aos agentes interessados e a tanto habilitados<sup>94</sup>.
  - Contribuir para que a expansão do Sistema Interligado Nacional – SIN também se faça ao menor custo e vise as melhores condições operacionais futuras.

Passando dos objetivos às tarefas que os realizam, sugere-se usar, no lugar de “atribuições”, “macroprocessos” (ou “macrofunções”) e “processos” (ou “funções”), o conceito propriamente jurídico de *competência*.

---

<sup>91</sup> Especificamente sobre parâmetros e metas do ONS, vejam-se as Resoluções da ANEEL 2.431/2018 e 780/2017.

<sup>92</sup> Diferentemente do que fazia o Decreto 73.102/1973 que, em seu art. 2º antes citado, falava em “continuidade do suprimento de energia elétrica aos sistemas de distribuidores, de forma a atender plenamente aos seus requisitos de potência e energia e sob condições de tensão e frequência adequadas” e, ainda em “economia dos combustíveis utilizados nas centrais termelétricas, restringindo o seu consumo ao mínimo indispensável ao atendimento dos requisitos dos sistemas elétricos, em complementação dos recursos hidrelétricos considerando, entretanto as imposições de interesse nacional.”

<sup>93</sup> Para Ganim, em feliz formulação, o ONS “[t]em como missão institucional assegurar aos usuários do Sistema Interligado Nacional a continuidade, a qualidade e a economicidade do suprimento de energia elétrica.” GANIM, Antonio, **Setor elétrico brasileiro: aspectos regulamentares, tributários e contábeis**, 3a. ed. Rio de Janeiro: Synergia, 2019., p. 28. Em sentido semelhante, encarecendo a irrelevância de “aspectos comerciais” na operação do sistema pelo ONS, CAMPOS, Clever M., **Introdução ao direito de energia elétrica**, São Paulo: Ícone, 2001., p. 52.

<sup>94</sup> Este objetivo, sob a perspectiva concorrencial e no bojo das reformas setoriais, é estratégico e substancial. Ele é condição de possibilidade de uma adequada competição no setor elétrico. Foi, porém, elencado como objetivo secundário apenas porque se trata de uma incumbência que poderia ser confiado a outro sujeito, que não o operador.

Pode soar estranho falar de *competências* no âmbito de pessoas jurídicas de direito privado. Normalmente, empregam-se aqui as noções de *capacidades* ou de *objeto social*. Nada obstante, a figura da *competência* serve bastante bem para descrever o que se passa com o ONS, pessoa jurídica de direito privado sim, mas *sui generis*<sup>95</sup>, que recebe suas tarefas diretamente da lei e não do Estatuto Social, sem possibilidade de deliberação de seus integrantes quanto a isso. Ademais, os conceitos de capacidade, objeto social e competência não são tão diferentes como podem parecer à primeira vista<sup>96</sup>. Nas três hipóteses está-se às voltas com a delimitação de âmbitos de ação juridicamente relevantes em favor de determinados sujeitos para a realização de seus objetivos ou fins<sup>97</sup>. Apenas que, no caso da competência, as ações do âmbito delimitado são cogentemente imputadas ao sujeito e *devem ser por ele obrigatoriamente realizadas*<sup>98</sup> – mediante a atribuição de certos poderes instrumentais. Dentre esses poderes instrumentais está a capacidade de editar comandos, gerais ou individuais, não apenas auto-vinculantes, mas capazes de atingir a esfera jurídica de terceiros<sup>99</sup>. E todas essas características específicas parecem estar presentes no caso do ONS.

Adotando-se, então, a ideia de *competência*, tem-se o seguinte quadro:

- **Competências primárias:** são os deveres-poderes que o ONS possui para alcançar *diretamente* seus objetivos. Dentre elas estão a coordenação e o controle da operação dos serviços de geração e de transmissão de energia elétrica no SIN (art. 13, *caput* da Lei 9.648/1998). Esta competência se desdobra no planejamento e programação da operação, no despacho centralizado de geração (art. 13, par. único *alínea a* da Lei 9.648/1998), bem como na “administração” das redes de transmissão (art. 13, par. único, *alínea d*).
- **Competências instrumentais** para a realização das competências primárias (ou ainda *deveres-poderes* que o ONS possui para alcançar *diretamente* as competências primárias e *indiretamente* os seus objetivos). Envolve a supervisão e coordenação dos centros de operação de sistemas elétricos (art. 13, par. único, *al.*, b); supervisão e controle da operação dos sistemas eletroenergéticos nacionais interligados e das interligações internacionais (art. 13, par. único, *al.* c); contratação e administração dos serviços de transmissão (art. 13, par. único, *al.* d); contratação dos serviços ancilares (art. 13, par. único, *al.* d). Além destas, outras competências instrumentais foram previstas pela regulação infralegal e essas mesmas competências podem ser detalhadas e desdobradas (como efetivamente o são, cfe. adiante).

O uso do conceito de competência ainda permite que se analisem as atividades do ONS segundo outros critérios juridicamente relevantes. É útil, por exemplo, enquadrar as tarefas do ONS segundo

---

<sup>95</sup> BARROSO, Natureza jurídica *sui generis* do ONS., cit.

<sup>96</sup> NINO, Carlos Santiago, *Introducción al Análisis del Derecho*, 3a Edição. Barcelona: Editorial Ariel, 1987., p. 222.

<sup>97</sup> Sobre o tema, fundamentais: HOHFELD, Wesley Newcomb, Some Fundamental Legal Conceptions as Applied in Judicial Reasoning, *Yale Law Journal*, v. 23, n. 1, 1913. HOHFELD, Wesley Newcomb, Fundamental Legal Conceptions as Applied in Judicial Reasoning, *Faculty Scholarship Series - Yale Law School*, 1917.

<sup>98</sup> O ONS não tem a faculdade de, por exemplo, por deliberação de sua assembleia geral, deixar de operar o sistema elétrico ou de contribuir com informações para sua expansão.

<sup>99</sup> BRANDÃO, *Pessoas Jurídicas de Direito Privado no Setor: o Papel e a Natureza Jurídica do Operador Nacional do Sistema - ONS e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.*, *passim*.

a tradicional classificação que distingue entre competências *normativas, de (mera) execução de atos materiais, sancionadoras, de fiscalização* etc. Essa classificação põe em evidência, por exemplo, o delicado problema acerca da possibilidade de o ONS aplicar sanções a seus membros ou, mais genericamente, a quaisquer sujeitos destinatários de seus comandos de operação; ou suscita o exame dos limites e possibilidades de o ONS editar normas – gerais e abstratas ou individuais e concretas<sup>100</sup>.

As competências do ONS, por sua vez, são informadas por orientações que chamaremos de “princípios de atuação”, para salientar o caráter jurídico específico dessas disposições<sup>101</sup>. Os princípios são normas vinculantes e restaram estabelecidos em leis, desenvolvidas por decretos e atos administrativos normativos. Com efeito, é tradição do direito brasileiro a impossibilidade de se instituírem competências desprovidas de qualquer parâmetro de controle de seu exercício. Os princípios podem ser formais (p.ex., observância do princípio do devido processo nas manifestações concretas da competência) ou materiais (indicação de critérios de conteúdo que a limitam ou direcionam). Podem ainda ser gerais (aplicáveis a qualquer competência) ou setoriais (próprios da indústria elétrica ou de uma específica área deste setor como os específicos “princípios da operação” que logo encontraremos).

---

<sup>100</sup> A literatura jurídica tem devotado esforço para analisar a possibilidade de exercício de competência sancionadora por pessoas jurídicas de direito privado. Especificamente no caso do setor elétrico, grande atenção foi dada ao problema no âmbito da CCEE (e, residualmente, ao ONS). Com os devidos ajustes, as reflexões feitas acerca da Câmara podem ser usadas para o ONS: DE FREITAS, Rafael Vêras, Limites ao exercício da função de polícia administrativa pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), **Revista de Direito Público da Economia - RDPE**, v. 49, 2015.; GUERRA, Sérgio, Exercício do poder de polícia pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, *in*: DA ROCHA, Fabio Amorim (Org.), **Temas relevantes no direito de energia elétrica (vol. IV)**, Rio de Janeiro: Synergia, 2015. Especificamente com relação ao ONS, a questão acerca da possibilidade de exercício de competência sancionadora foi analisada em concreto no âmbito da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Anteriormente, ao ONS reconhecia-se poder sancionatório. Atualmente, a função do operador limita-se a informar à ANEEL, para que tome as providências sancionatórias cabíveis, a ocorrência de evento passível de penalização (Módulo 19 dos Procedimentos de Rede). A controvérsia é referida em BARROSO, Natureza jurídica sui generis do ONS., *cit.*, p. 264 e segs. Ali é mencionado o Parecer 44/2011-PGE/ANEEL.

<sup>101</sup> Desnecessário encarecer a enorme atenção que o conceito de princípio tem tido no direito contemporâneo. Para uma resenha sucinta da literatura, veja-se, por todos: ÁVILA, Humberto, **Teoria dos princípios: da definição à aplicação dos princípios jurídicos**, 19a. ed. São Paulo: Malheiro, 2019.

Duas acepções distintas são igualmente úteis para o presente propósito. De um lado, Alexy caracteriza princípios como – coincidentemente – “mandados de **otimização**” e oferece uma descrição que muito se ajusta ao “princípio da otimização eletroenergética”, mandamento nuclear da operação ONS: “The decisive point in distinguishing rules from principles is that *principles* are norms which require that something be realized to the greatest extent possible given the legal and factual possibilities. Principles are *optimization requirements*, characterized by the fact that they can be satisfied to varying degrees, and the appropriate degree of satisfaction depends not only on what is factually possible but also on what is legally possible. The scope of the legally possible is determined by opposing principles and rules.” ALEXY, Robert, **A Theory of Constitutional Rights**, Oxford: Oxford University Press, 2002., p. 48.

De outro lado, a noção tradicional de princípio como um “ponto de condensação” de várias normas, manifestada, por exemplo, por Celso Antônio Bandeira de Mello. Também essa ideia fornece bons pontos de apoio para compreender a natureza das balizas apresentadas pela legislação ao exercício das competências do ONS, uma vez que o mandado de otimização eletroenergética pode ser tido como o local de encontro das inúmeras regras técnicas, econômicas etc. que orientam a ação do operador. De acordo com Bandeira de Mello, princípio é um “mandamento nuclear de um sistema, verdadeiro alicerce dele, disposição fundamental que se irradia sobre diferentes normas, compondo-lhes o espírito e servindo de critério para sua exata compreensão e inteligência, exatamente por definir a lógica e a racionalidade do sistema normativo, no que lhe confere a tônica e lhe dá sentido harmônico.” BANDEIRA DE MELLO, Celso Antônio, **Curso de Direito Administrativo**, 24a. ed. São Paulo: Malheiros, 2007., p. 450.

Dentre os princípios setoriais materiais e formais para o exercício das competências do ONS<sup>102</sup>, encontram-se os seguintes: o princípio da operação, de “otimização dos sistemas eletroenergéticos interligados” que logo analisaremos em maior detalhe; o princípio que orienta a ação do ONS relativa à expansão da sistema elétrico, de “busca pelo menor custo da expansão do sistema”; e o princípio formal que dirige a competência de regular o acesso às redes, de “observância da isonomia no acesso à rede” (ou: “caráter não discriminatório” de que fala a REA ANEEL 328/2004 e o art. 15 da Lei 9.074/1995). Também os objetivos antes indicados podem funcionar com princípios de atuação, na medida em que orientam finalisticamente a ação do operador.

Com esses esclarecimentos conceituais<sup>103</sup>, podemos prosseguir no exame individualizado de algumas competências do operador.

## Competências em espécie I: a operação SIN - Visão geral

### Introdução

A operação do Sistema Interligado Nacional é como já referido, a competência fundamental do ONS, aquela por meio da qual ele atinge seu objetivo primário. Trata-se de um conjunto complexo e variado de atividades que giram em torno de decisões de produção e transporte de energia elétrica, para atendimento das necessidades de energia dos usuários do sistema elétrico. Em sentido amplo, a operação realizada pelo ONS envolve: a busca, análise, organização e processamento de informações sobre a carga, recursos produtivos e infraestrutura de transporte de energia elétrica; decisões que organizam, em base a determinados critérios (princípios de operação e seus desdobramentos) a produção e o transporte de energia; implementação dessas decisões em tempo real e, finalmente, a avaliação posterior dessas informações, decisões e implementação. De modo mais analítico:

- A operação compreende três momentos (“futuro” “presente” e “passado”):
  1. Etapas anteriores à operação em tempo real.

Dentre elas sobressaem o *planejamento* e a *programação da operação do sistema elétrico*<sup>104</sup> (cfe. alínea *a* do par. único do art. 13 da Lei 9.648/1998), com seus resultados, os diversos *planos* e *programas*. Mas não só: há etapas que antecedem a operação em tempo real que não configuram propriamente planejamento e programação e que com eles se relacionam de distintos modos<sup>105</sup>. Os limites e a

---

<sup>102</sup> Essas balizas não só permitem o controle do exercício da competência como predeterminam a produção normativa subsequente, que as deve observar e realizar.

<sup>103</sup> Para acompanhar o desenvolvimento desse e de vários outros tópicos de cunho mais técnico, convém ter à disposição o Glossário de Termos Técnicos do ONS, constante do Submódulo 20.1. dos Procedimentos de Rede.

<sup>104</sup> Não confundir, planejamento, programação, planos e programas *da operação do sistema* com o planejamento e os respectivos planos *de expansão*. Estes últimos referem-se a estudos e diretrizes acerca da configuração futura do parque gerador e transmissor e não estão a cargo do ONS, mas situam-se na esfera do poder concedente e da Empresa de Pesquisa Energética – EPE (Lei 10.847/2004).

<sup>105</sup> Como as decisões de geração fora da ordem de mérito por decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, *infra*.



conformação dessas etapas são estabelecidos pela regulação, em base a peculiaridades brasileiras e à experiência internacional.

- Costuma-se relacionar o planejamento da operação com estudos e decisões operativas de *médio prazo*. Estes estudos e decisões projetam a configuração e o comportamento dos recursos do sistema em horizontes temporais que cobrem até 5 anos a frente do momento tomado como inicial e, com base nisso, simulam as várias possibilidades de operação ao longo deste período.
- Já as atividades de programação – e os diferentes programas que daí resultam - são referidas ao *curto* – alguns meses à frente<sup>106</sup> - e *curtíssimo prazo* – 1 semana<sup>107</sup>, 1 dia ou mesmo 30 minutos a frente da operação em tempo real<sup>108</sup>.

## 2. Operação em tempo real<sup>109</sup>.

*Grosso modo*, consiste no acompanhamento e controle, segundo a segundo, dos principais componentes do SIN, para o atendimento instantâneo da carga, tal como ela efetivamente se apresenta, em condições adequadas de frequência e tensão. Em princípio, a operação em tempo real segue as decisões tomadas em etapas preparatórias, sobretudo os planos e os programas energéticos (adiante). Mas deles pode se distanciar em razão de imprevistos – aumento/redução inesperada da demanda, queda de uma linha de transmissão, mal-funcionamento de uma usina etc. Enquanto que ao longo da preparação da operação preocupações de ordem econômica e de garantia de abastecimento de energia no presente e futuro podem ser preponderantes, no momento da operação em tempo real a preocupação específica é com o adequado funcionamento do sistema elétrico (manutenção dos níveis de frequência e tensão), no momento presente<sup>110</sup>.

## 3. Etapas posteriores à operação em tempo real.

---

<sup>106</sup> Cfe. adiante, o DECOMP, que é o modelo de curto prazo, projeta 12 meses, mas com discretização semanal apenas no primeiro mês.

<sup>107</sup> Cfe. adiante, o DESSEM, o modelo de curtíssimo prazo, projeta a semana operativa em questão, mas despacha apenas para o dia seguinte, com discretização de 30 minutos.

<sup>108</sup> Para que se tenha uma ideia de quão próximo da operação em tempo real essa organização prévia dos recursos energéticos pode chegar, tenha-se presente que no sistema elétrico PJM (Pennsylvania-New Jersey-Maryland), a fase de programação da operação chega a 5 minutos antes do tempo real (dando origem ao “PJM’s Real-Time Energy Market”). Mesmo nesse caso extremo, a operação em tempo real fica sob responsabilidade do operador local.

<sup>109</sup> Indicada na Lei 9.648/1998 por “supervisão e coordenação dos centros de operação” e “supervisão e controle da operação dos sistemas eletroenergéticos nacionais interligados”.

<sup>110</sup> A operação elétrica é feita “em tempo real”, ou seja, na sala de comando dos centros de controle do ONS, onde os encarregados da operação têm o “joystick do jogo” para “não deixar a peteca cair”: para garantir o funcionamento adequado do sistema eles podem comandar a abertura de comportas de usinas hidroelétricas, determinar o aumento da abertura dos distribuidores de turbinas hidráulicas, solicitar o aumento do consumo de combustível de máquinas térmicas, abrir ou fechar chaves seccionadoras e disjuntores em subestações etc.

Uma vez realizada a operação, avaliam-se seus resultados: se a carga foi devidamente atendida; se a operação em tempo real distanciou-se de quanto programado (e quanto dele se distanciou); se as instalações do sistema se comportaram adequadamente etc. Trata-se de um elemento importante para aprimorar a ação do ONS, bem como para controlar sua atuação (critérios de avaliação) - além disso, nesta etapa é feita a apuração de uma série de parâmetros que definirão o desempenho dos geradores e transmissores, com impactos comerciais nos agentes.

- A operação incide fundamentalmente sobre dois tipos de recursos do sistema<sup>111</sup>.

Consideradas as previsões de carga<sup>112</sup>, as atividades de operação do ONS incidem sobre os recursos de geração e a rede de transmissão, em especial, a Rede Básica (Capítulo X) e algumas outras (adiante).

1. Quanto às usinas, elas são consideradas segundo suas singularidades, como localização, tipo de fonte primária, intermitência, sazonalidade, disponibilidade de combustível, condições dos reservatórios e previsões de presença futura da água, manutenções programadas etc.

Como logo veremos, nem todos os recursos de geração são tratados da mesma forma pelo ONS ou possuem a mesma função na operação do sistema.

2. Quanto às redes, elas são consideradas sob a perspectiva de capacidade de transporte, restrições de transmissão entre regiões elétricas, topologia, disponibilidade, manutenções etc.

- A operação se desdobra em duas perspectivas que manifestam duas distintas preocupações:

Considerando-se que o objetivo primário do ONS é entregar energia (Wh) em quantidades suficientes para o atendimento da carga, com a observância de certos padrões de qualidade (aferidos em termos de Hz e V<sup>113</sup>), a operação se desdobra em uma dimensão **energética** e outra **elétrica**. Para ambas as dimensões há planos, programas, diretrizes etc.

- A **operação energética** preocupa-se em garantir, no *presente* e no *futuro*, o adequado atendimento das necessidades de energia da carga.

<sup>111</sup> Vistos em suas características empíricas com bastante detalhe no Capítulo III, para o qual se remete o leitor.

<sup>112</sup> Trata-se de a estimar e atender, em suas exigências de W, Wh (e ainda VAR e VARh), segundo suas características tais como: localização, comportamento, curva, tensão de atendimento etc., sob condições de tensão e frequência adequadas. Usualmente – tirando certas iniciativas de resposta da demanda – é um dado determinístico.

<sup>113</sup> Cfe. Capítulo III.

Nesta dimensão, o ONS realiza seus planos, programas e toma outras medidas, todas destinadas a garantir o suprimento de energia ao longo de determinados horizontes de tempo, i.e., fazer com o Wh que estudamos no Capítulo III chegue em *quantidades suficientes* aos consumidores conectados à Rede Básica e aos sistemas de distribuição<sup>114</sup>. O operador avalia, por exemplo, como está o nível dos reservatórios das hidrelétricas, e como deverá se comportar o vento<sup>115</sup> para verificar se – ao longo da semana, do mês, do ano cfe. adiante - essa oferta de energia será compatível com a carga. Nesse plano é que se situam as discussões sobre segurança energética (*supply adequacy*) e risco de déficit, e é aqui que operam os modelos da programação que logo encontraremos (Newave, Decom e Dessem). Nesse contexto, encontra-se a geração dentro da ordem de mérito, conforme definido pelos modelos computacionais de otimização do ONS, e a geração fora da ordem de mérito titulada como “por segurança energética”, que ocorre conforme decisão do CMSE com vistas a garantir a segurança do suprimento energético nacional.

- Já a **operação elétrica** preocupa-se em garantir o adequado funcionamento da rede elétrica e a qualidade da energia que chega ao consumidor.

Nesta dimensão, o ONS realiza seus planos, programas e toma outras medidas destinadas a assegurar, momento a momento, que a rede mantenha níveis específicos de frequência e tensão os quais permitem o aproveitamento adequado da energia. No âmbito da operação elétrica o ONS atenta, dentre outras coisas, para a capacidade de transporte das redes, perdas elétricas, além das variáveis de geração<sup>116</sup>.

Convém notar desde já que, ao desempenhar tarefas ligadas à operação elétrica o ONS poderá determinar a operação de certas usinas para controle de

---

<sup>114</sup> Como vimos no Capítulo III, as redes de distribuição são a fronteira da operação do sistema.

<sup>115</sup> A confiabilidade do suprimento de combustível das usinas termelétricas é avaliada quando da operação comercial do empreendimento.

<sup>116</sup> Como já vimos, o desempenho de vários equipamentos da carga depende disso: da frequência e da tensão estarem controlados. Isso porque motores, computadores, lâmpadas, etc precisam desse padrão de qualidade (frequência e tensão controlados) para funcionar. Do contrário, não vão ter bom desempenho e podem inclusive queimar.

frequência<sup>117</sup> e tensão<sup>118</sup>. Como veremos, há determinada geração titulada pelo ONS como necessária “por razões elétricas<sup>119</sup>”.

Uma outra forma de expressar a diferença entre operação energética e elétrica é dizer que, na operação energética, a preocupação fundamental é com os *montantes de energia em um dado período de tempo* para atendimento à demanda, enquanto que naquela elétrica, a preocupação está em garantir a *energia necessária em dado instante pra manter a estabilidade do sistema pois, do contrário, tudo vai ao colapso*. Sendo assim, podemos dizer que a operação energética entrega energia, e a operação elétrica entrega a estabilidade do sistema, para que ele permaneça entregando energia. É certo que, dadas as características da energia elétrica, as duas operações ocorrem simultaneamente, pois a entrega da energia não pode ocorrer sem que o sistema esteja estável, e a própria entrega de energia em níveis adequados mantém o sistema estável.

- A operação se realiza por meio de diferentes tipos de ações do ONS.

Em cada momento, para cada tipo de recurso do sistema e para as duas distintas perspectivas apontadas, o ONS realiza/produz:

1. Uma extensa busca, compilação e processamento de dados e informações.
2. Uma série de estudos e análises que envolvem os dados, dentre os quais estão simulações de condições hipotéticas da carga, de usinas e da rede (previsão de hidrologia, contingências etc.) as quais, por sua vez, fornecem como resultados distintas possibilidades de operação do sistema sob essas condições. Estes estudos e análises são feitos por meio de sofisticados e potentes modelos e programas computacionais (adiante).
3. Vários comandos: em base aos planos e programas – mas também em base a ocorrências imprevistas – o ONS emite determinações para geradores e transmissores

---

<sup>117</sup> O controle da frequência é feito, sobretudo, por meio do controle da potência ativa (o “Watt”, W, que vimos no Capítulo III) que, por sua vez, é obtido manipulando-se o torque/giro das turbinas.

Antecipando temas que serão vistos em outras partes dessas *Instituições*, convém notar que na disciplina de *market design* a necessidade de fomentar o incremento de potência no sistema remete a discussão sobre os chamados “mercados de capacidade”, que são estruturas de mercado criadas para, por meio de competição, permitir a contratação pelo operador de usinas que vão ser despachadas por ele quando o sistema precisar de potência (ativa), ou seja, quando a carga estiver crescendo em determinado momento e o operador precisar de mais potência para manter a frequência estável. Do contrário, com mais carga e menos potência, a frequência cai, o que pode provocar uma série de acionamentos de equipamentos de proteção espalhados pela rede - podendo implicar inclusive em cortes de carga (nesse caso, a proteção é o próprio desligamento daquele trecho da rede). No Brasil, sempre tivemos máquinas hidráulicas que fornecem potência rapidamente ao sistema (para tanto, basta abrir mais as comportas da tomada d’água da barragem e o distribuidor das turbinas que a água flui rapidamente).

<sup>118</sup> Já o controle de tensão está relacionado à grandeza que também estudamos no Capítulo III, a potência reativa (VAR) que não produz trabalho útil mas mantém o campo magnético de certas cargas (reativas, em especial, como os motores). Ela é controlada manipulando-se as variações de excitação no campo dos geradores.

<sup>119</sup> Trata-se de uma geração fora da ordem de mérito, ou seja, despachada pelo ONS após o uso dos modelos computacionais de otimização, mas devido a uma restrição operativa que afeta o atendimento à carga dos consumidores em determinado ponto da rede ou mesmo impacta na estabilidade do sistema elétrico.

(ordens de geração, de parada, manobras na rede etc.) e, em certos casos, também para algumas cargas específicas (adiante)<sup>120</sup>.

Como se pode já intuir, é enorme, variado e complexo o conjunto de ações tomadas pelo ONS na operação do sistema. Sobressai aqui o caráter técnico e tecnológico das atividades e a extrema sofisticação dos instrumentos utilizados pelo operador. Como, porém, se verá, há sempre – e muito – espaço para decisões discricionárias (que demandam a necessária justificativa e controle).

Por fim, uma nota terminológica que se mostrará mais clara e útil à medida em que avançar esta seção:

No que segue, o vocábulo “operação” será utilizado de modo genérico, para indicar a totalidade deste universo de atividades.

Já “Operação” indicará – de conformidade com as normas setoriais – uma específica parcela deste conjunto, mais precisamente, aquela que envolve a “operação em tempo real” e algumas medidas muito próximas dela (como o Programa Diário de Operação, inserido na chamada “pré-operação” cfe. adiante).

A expressão também genérica e não técnica “preparação da operação” indicará qualquer providência anterior à “Operação” – notadamente, as etapas de “Planejamento”, “Programação”, mas não apenas elas.

A expressão “despacho centralizado” (já usada no Capítulo X) indicará que a usina encontra-se sob o controle operacional do ONS, enquanto que “programação centralizada” indica que ela é simulada individualmente pelo operador em seus planejamentos e programações<sup>121</sup>.

Estabelecidos esses primeiros elementos conceituais, vai-se ao direito positivo.

### [Os princípios da operação](#)

Para realização desse vasto e complexo universo de ações que configuram a operação do sistema, a legislação dispôs parâmetros que orientam o operador e ao mesmo tempo permitem seu controle e fiscalização pelas instâncias competentes. Os *princípios da operação* são uma espécie dos antes referidos *princípios de atuação* do ONS. No plano legal, encontram-se nas Leis 9.648/1998 e 10.848/2004, respectivamente:

Art. 13 (...).

Parágrafo único. Sem prejuízo de outras funções que lhe forem atribuídas pelo Poder Concedente, constituirão atribuições do ONS:

<sup>120</sup> Mais raras são Intervenção direta em usinas, redes e cargas: essa possibilidade existe em certos casos, mas não é comum ou recorrente. No mais das vezes, o ONS limita-se a expedir ordens e comandos aos agentes.

<sup>121</sup> Quanto às usinas não simuladas individualmente, consultem-se os arts. 13 e segs. da REN ANEEL 843/2019.

a) o planejamento e a programação da operação e o despacho centralizado da geração, com vistas a **otimização dos sistemas eletroenergéticos interligados**; (...)  
(grifou-se)

Art. 1º A comercialização de energia elétrica (...) dar-se-á (...) <sup>122</sup> nos termos desta Lei e do seu regulamento, o qual, observadas as diretrizes estabelecidas nos parágrafos deste artigo, deverá dispor sobre:

X - critérios gerais de garantia de suprimento de energia elétrica que assegurem o equilíbrio adequado entre confiabilidade de fornecimento e modicidade de tarifas e preços, a serem propostos pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE;

§ 4º Na operação do Sistema Interligado Nacional – SIN, serão considerados:

I - a otimização do uso dos recursos eletroenergéticos para atender aos requisitos da carga, considerando as condições técnicas e econômicas para o despacho de usinas e de cargas que se habilitem como interruptíveis <sup>123</sup>;

II - as necessidades de energia dos agentes;

III - os mecanismos de segurança operativa, podendo incluir curvas de aversão ao risco de deficit de energia;

IV - as restrições de transmissão;

V - o custo do deficit de energia; e

VI - as interligações internacionais <sup>124</sup>. (...).

Desse conjunto heterogêneo de objetivos, princípios, regras e meros “insumos” da operação, salientam-se:

- A exigência de operar o sistema de modo a atender as **necessidades de energia dos agentes** (ou satisfação dos “requisitos da carga”). Trata-se, como visto antes, do objetivo primário do ONS que aqui funciona como um princípio de operação.
- Adicionalmente, o inc. X do art. 1º aponta a necessidade de combinar duas exigências que por vezes estão em tensão recíproca. Refere ele o “equilíbrio entre **confiabilidade** de fornecimento com **modicidade de tarifas e preços** <sup>125</sup>”. Para auxiliar a buscar e a formular esse equilíbrio entre garantia de abastecimento (presente e futuro) e economicidade servem, dentre outros mecanismos, os “**critérios gerais de garantia de suprimento**” a serem propostos pelo CNPE e considerados pelo ONS em sua operação (adiante). Pode-se, então, falar de um princípio da operação consubstanciado no mandamento *de ponderar e realizar, na maior extensão possível, conjuntamente as exigências de confiabilidade de fornecimento com razoabilidade de preços e tarifas de energia*.

<sup>122</sup> Mais uma vez, recorre-se a cortes e supressões para evidenciar a questão que aqui interessa, dada a mania do legislador setorial de acavalar diferentes normas numa mesma unidade sintática.

<sup>123</sup> Notar a novidade relativa ao acréscimo da referência às cargas interruptíveis.

<sup>124</sup> Esses elementos – não melhor identificados e não densificados em qualquer Decreto – influenciam o PLD, cfe. art. 1º, § 5º, inc. I da Lei 10.848/2004.

<sup>125</sup> Notar que a ideia regulativa de *modicidade* também se aplica a *preços* – e não apenas à *tarifas*.

- Um ulterior e muito importante princípio da operação – que de certa forma resume ou expressa os anteriores – é o da exigência de “**otimização eletroenergética**”<sup>126</sup>.

Trata-se de elemento chave que diferencia o modelo brasileiro de outros e que, como logo veremos, costuma ser justificado em razão de sua matriz hidrotérmica<sup>127</sup>. Essa exigência marca as atividades do operador sobretudo nas fases de preparação da operação, em que se selecionam – dentre aqueles disponíveis – os geradores que produzirão energia para atender com suficiência (aspecto energético) e confiabilidade (aspecto elétrico) a carga<sup>128</sup>. Em sua própria enunciação encontram-se conjugados os dois aspectos da operação.

Essa noção – que será densificada e desenvolvida na regulação infralegal e que informa e se manifesta na maior parte dos Procedimentos de Rede - envolve a ideia de busca pelo ONS da *eficiência econômica sistêmica*. Trata-se de encontrar, por meio dos planos, programas e outras medidas, o menor custo global da energia, dadas as condicionantes técnicas que se apresentam, os parâmetros de segurança na operação e a consideração de dimensões futuras de produção e abastecimento<sup>129</sup>. Com efeito, atribuir ao operador a função de *otimização eletroenergética* significa, dentre outras coisas, que a decisão acerca do conjunto de geradores que irá atender à carga num dado momento (em qualquer momento) manifesta, em tese, a mais segura e a mais econômica combinação deles, sob a perspectiva *global do sistema e não sob a perspectiva individual de cada qual* (isto é, segundo suas eventuais estratégias comerciais e contratuais). Reitere-se ainda que a ideia de otimização pressupõe combinar os objetivos de economicidade, suficiência e segurança no presente e em certo horizonte futuro. E, dadas as características específicas do sistema elétrico brasileiro, tal exigência assume os contornos de um “dilema” (o “Dilema do Operador”), que logo formularemos.

Em síntese, o ONS organiza e opera os (principais, cfe. infra) recursos de geração e transmissão do SIN para: obter a operação mais segura e tecnicamente adequada; ao custo mais eficiente do ponto de vista do todo; sem comprometer os mesmos objetivos no futuro (num determinado horizonte) e atentando para as características técnicas e físicas do SIN, tanto estruturais quanto conjunturais (que funcionam como as condicionantes da otimização).

Como mais uma vez se constata, a indústria elétrica é de fato (e de *direito*) muito peculiar. Em que outra área da atividade econômica ocorre essa organização dos fatores de produção? E como conciliar essa organização com a diretriz de competição na produção e consumo de energia elétrica? A resposta a essas questões – sobretudo à segunda – é algo que emergirá ao longo de todas essas

---

<sup>126</sup> O *pedigree* dessa “otimização eletroenergética” é o “uso racional” da legislação mais antiga, Capítulos IV e V (Volume I).

<sup>127</sup> Não se tomará partido entre as diferentes apreciações desta questão. O texto segue a disciplina jurídica tal como se apresenta hoje.

<sup>128</sup> Apenas uma nota terminológica: o termo “segurança” está mais relacionada à questão energética, isto é, à necessidade de “blocos” de energia em determinados períodos de tempo. O termo “confiabilidade” está mais relacionado à questão elétrica e de estabilidade do sistema.

<sup>129</sup> Essa busca do ótimo econômico envolve decisões combinadas relativas a diversos fatores como, por exemplo: geração térmica, geração hidráulica, intercâmbio de energia entre as regiões elétricas (subsistemas de que o SIN é composto) e o chamado custo do déficit (*infra*)

*Instituições.* Por ora, vamos aprofundar alguns elementos da operação do sistema, a começar pela mais exata determinação do cenário físico em que ela ocorre.

### Os distintos tipos de geradores segundo seus relacionamentos operacionais com ONS e as distintas modalidades de geração segundo suas funções na operação

#### *Introdução*

A todo o instante, distintas instalações de transmissão e de geração estão sendo utilizadas para realizar diversas funções específicas no âmbito da operação do Sistema Interligado Nacional. De consequência, são também diferentes os arranjos regulatórios, comerciais e contratuais que disciplinam os muitos tipos de geradores (e redes) que integram esse sistema e as respectivas gerações.

Para melhor apreciar o *modus operandi* da operação realizada pelo ONS, suas dimensões e seus resultados, é conveniente estabelecer certas classificações e distinções, algumas das quais serão aprofundadas ao longo do restante desse capítulo. No que segue imediatamente, veremos (i.) os distintos tipos de geradores segundo a modalidade de relacionamento operacional que possuem com o ONS (tema já enfrentado no Capítulo IX) e (ii.) os distintos tipos de geração de energia, segundo suas funções na operação, isto é, segundo se destinem a suprir necessidades elétricas ou energéticas do SIN.

#### *Recapitulação: os distintos tipos de geradores segundo seus relacionamentos operacionais com o ONS*

Já vimos no Capítulo IX que nem todos os geradores do SIN são simulados individualmente e/ou despachados centralizadamente pelo ONS<sup>130</sup>. Por sua vez, no Capítulo X restou estabelecido que nem todas as redes de transmissão fazem parte da Rede Básica e/ou são disponibilizadas ao ONS (e que certas instalações não integrantes da Rede Básica também encontram-se sob seu controle). Ou seja: ainda que o ONS tenha um controle extenso incidente sobre os elementos mais relevantes do SIN, nem toda a geração ou transmissão está sob sua batuta.

No jargão técnico dos Procedimentos de Rede, para indicar distintos graus de controle e supervisão do operador sobre elementos do sistema elétrico, fala-se em “Rede de Atuação” e a “Rede de Supervisão”. A primeira

...compreende as usinas com a programação e despacho centralizados; a rede básica, utilizada para transporte de grandes blocos de energia dos centros de produção até os centros de consumo; e a rede complementar, composta por instalações situadas além dos limites da rede básica cujos fenômenos têm influência significativa na operação ou no desempenho da rede básica<sup>131</sup>.

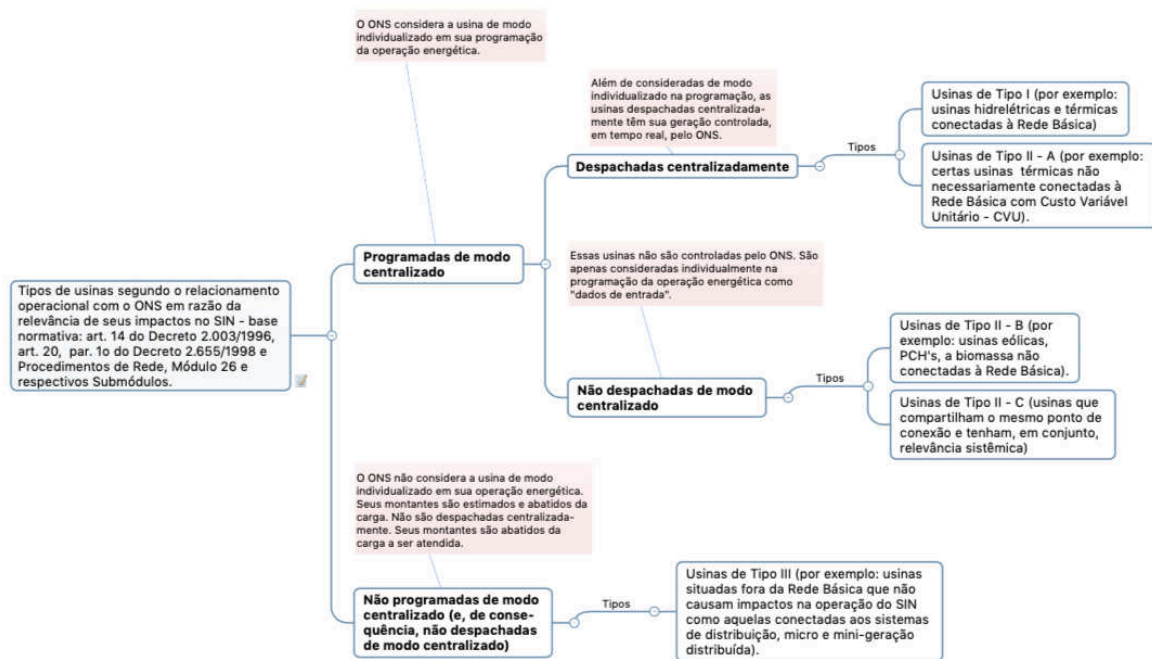
<sup>130</sup> De modo muito geral, o padrão do relacionamento da usina com o ONS – sobretudo em relação ao planejamento e operação centralizados/não centralizados - é dado pelos “impactos do empreendimento de geração na operação do Sistema Interligado Nacional – SIN” (Submódulo 26.2. dos Procedimentos de Rede)

<sup>131</sup> Submódulo 1.1. dos Procedimentos de, item 6.5.1.



A segunda, “Rede de Supervisão”, é “constituída da rede de operação e de outras instalações cuja supervisão é necessária para a operação<sup>132</sup>”.

Especificamente com relação aos geradores, convém lembrar quanto já visto e explicado em maior detalhe no Capítulo IX, acerca das diferentes situações em que esses agentes se encontram em face do ONS. O mapa a seguir resume quanto já visto:



Essa é, em grande síntese, a *base física* da operação no que atine às usinas. Questão relacionada, mas diversa, diz respeito às diferentes modalidades de geração desse conjunto, segundo seus empregos na operação.

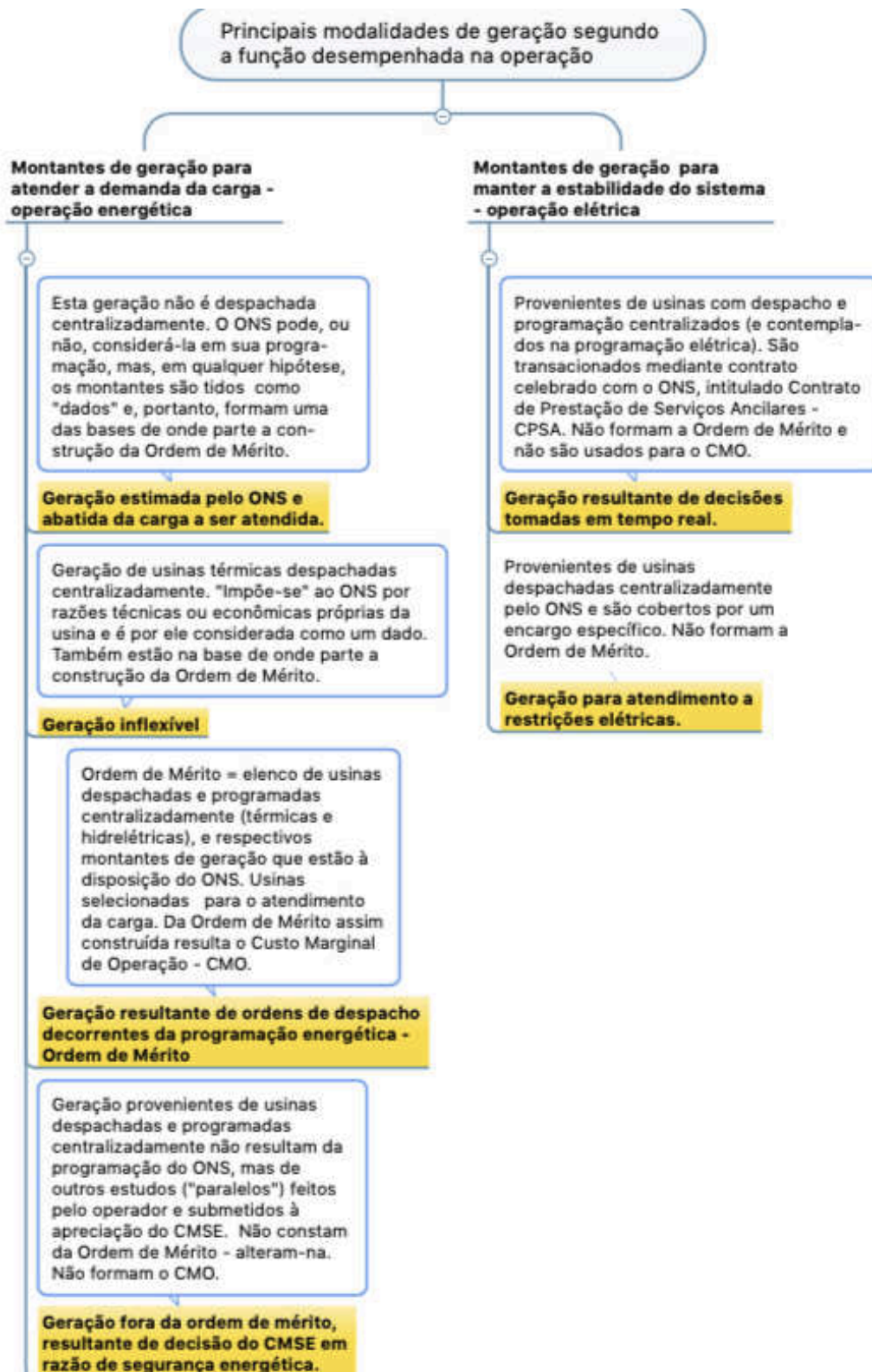
### As distintas modalidades de geração de energia presentes na operação

Assim como antes se falou de modo global e indeterminado, de “controle” do operador sobre “os geradores”, é admissível discorrer, de maneira igualmente genérica sobre a “geração de energia”, sem qualificações. Mas, assim como se fez na subseção anterior, é necessário aprimorar o discurso sobre o *produto* da atividades dos geradores quando se pretende tratar mais detalhadamente da função de operação do ONS.

As distintas funções que distintos montantes de geração podem desempenhar na operação também estão ligadas a certas características técnicas ou econômicas das usinas – e, em parte, a seus Tipos – mas é importante ter presente que um mesmo produtor pode funcionar ora mais como recuso elétrico ora mais como fator energético, a depender das condições do sistema e das exigências de otimização identificadas pelo ONS.

<sup>132</sup> Submódulo 1.1. dos Procedimentos de Rede, item 6.5.2..

*Grosso modo*, todas essas modalidades de geração estão contempladas na operação do sistema, mas resultam de diferentes decisões, diretrizes e programas, e são muitas vezes configuradas como “produtos” distintos (Cfe. Capítulo IX). O mapa seguinte procura oferecer uma panorâmica de alguns tópicos que adiante serão vistos em maior detalhe:



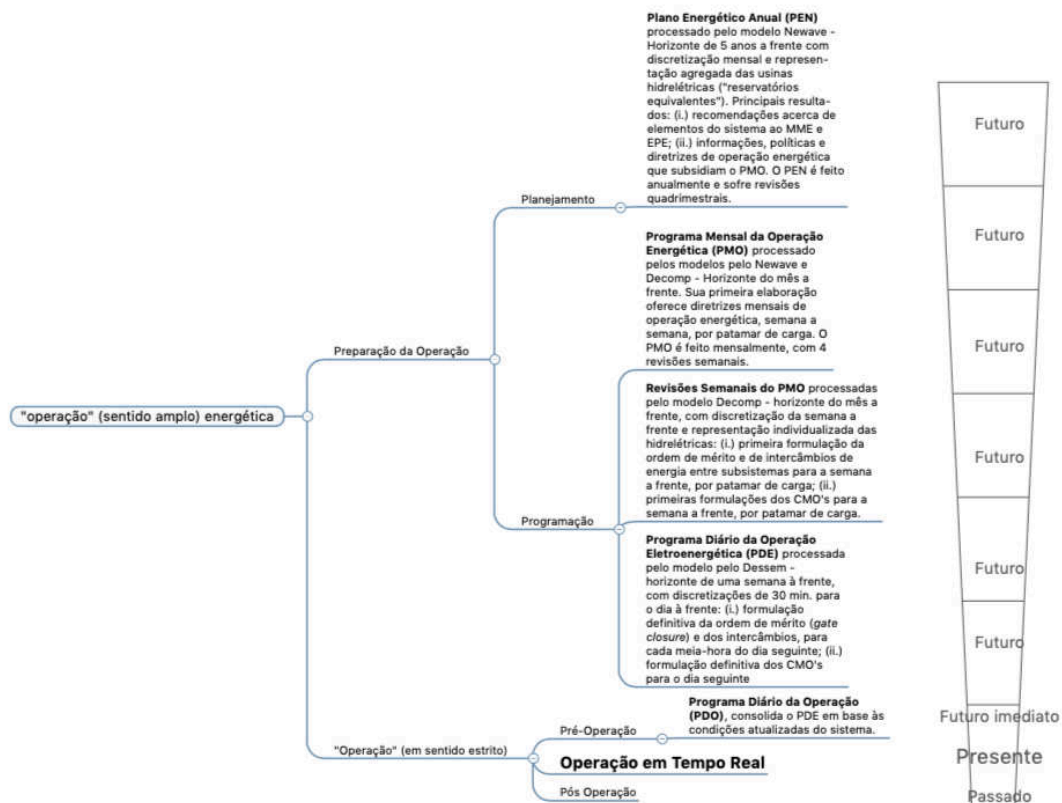
Fazendo-se um esforço, é possível relacionar os tipos de usinas (segundo sua relação com o ONS) com as modalidades ou funções da geração (segundo seu papel na operação). Ao longo dessa exposição, alguns desses “cruzamentos” serão feitos.

Estabelecidas essas premissas, nossa atenção agora dirige-se às etapas preparatórias da operação.

## Competências em espécie I: a operação do SIN - Planejamento e Programação Energéticas

### Introdução

No que segue concentraremos nossa atenção no conjunto de atividades que o ONS realiza para garantir o abastecimento da carga prevista, ou seja, o aspecto energético da operação. De modo esquemático, o que veremos nesta seção é o seguinte:



Não se deve pensar nessas distintas etapas como isoladas e estáticas. Todas elas ocorrem continuamente - e algumas são simultâneas. Ao mesmo tempo em que o ONS está – sempre – operando o sistema em tempo real, dedica-se a realizar as atividades preparatórias para os momentos seguintes e analisa a operação recém ocorrida. Em face desse caráter dinâmico, as várias atividades relacionadas à operação do sistema aproveitam-se mútua e continuamente dos resultados obtidos por cada uma delas. Assim, por exemplo, os planos de médio prazo são revistos em bases

periódicas, em função de novas informações colhidas nos programas de curto prazo, e esses, por sua vez, são atualizados em razão dos achados dos planos de curtíssimo prazo - tudo isso de modo incessante e coordenado, sob a batuta de complexos recursos tecnológicos e de informática que teremos ocasião de ver.

### [As etapas antecedentes à operação: o “dilema do operador” e os modelos computacionais que auxiliam a resolvê-lo](#)

#### *Introdução*

Fizemos menção acima a um problema que deve ser resolvido pela regulação setorial, relacionado com alguns traços empíricos do Sistema Interligado Nacional, em especial, com sua configuração hidrotérmica, com predominância das usinas hidrelétricas. Nesse contexto, falamos de um “dilema”, mais precisamente, do “dilema do operador”, especialmente importante nas fases que antecedem à operação em tempo real e que se apresenta ao ONS em face das usinas hidrelétricas e térmicas despachadas centralizadamente e disponíveis às suas escolhas<sup>133</sup>. Na verdade, é a solução deste “dilema” - por meio do emprego de sofisticados e potentes modelos matemáticos e informáticos - que se dedicam às etapas preparatórias da operação (planejamentos e programações, com seus respectivos planos e programas de operação). A resposta a ele fornece a operação otimizada do sistema.

Já se viu no Capítulo III que as usinas hidrelétricas têm custos de operação bastante baixos, devidos ao “combustível” que empregam, a água. Sob esse aspecto específico, as termelétricas são indubitavelmente mais caras, segundo seus diferentes combustíveis (óleo diesel, óleo combustível, gás natural, carvão mineral, combustível nuclear etc.)<sup>134</sup>. De consequência, a geração de energia elétrica a partir da água é a escolha óbvia e informa toda a “filosofia da operação” fundada na diretriz legal de otimização dos recursos eletroenergéticos<sup>135</sup>. *Prima facie*, otimiza-se o sistema ao se privilegiar, *o mais possível*, a geração de energia elétrica a partir desta fonte. O problema é determinar, exatamente, o que significa esse “mais possível”. A orientação de uso prioritário das hidrelétricas deve lidar com duas ordens de problemas.

A primeira dificuldade é suscitada e resolvida no âmbito interno do universo dessas usinas. Como vimos no Capítulo III, muitas hidrelétricas encontram-se em relação de interdependência *física* umas das outras, uma vez que são construídas ao longo do mesmo rio ou da mesma bacia hidrográfica. Isso significa que a operação de umas influencia na operação das outras - o que ocorre sobretudo no caso das hidrelétricas que possuem reservatórios. O manejo do reservatório das usinas à montante determina a possibilidade de geração de energia das usinas à jusante. Tal circunstância traz à consideração a necessidade de uma *operação conjunta no espaço* das distintas centrais produtoras hidrelétricas, a ser resolvida pelo operador da forma que melhor preserve performance operativa do

---

<sup>133</sup> Ao resolvê-lo, o operador por certo pressupõe e assume os montantes de geração de usinas não despachadas centralizadamente e recebe dos agentes a declaração daquela geração relativa às parcelas de inflexibilidade. Mas estas quantidades não lhe estão disponíveis e são tidas como *dados* a partir dos quais construir a programação, juntamente com as usinas programadas e despachadas centralizadamente - para que essas, em última análise, formem a *ordem de mérito*, cfe. adiante.

<sup>134</sup> Lembre-se que essa relação entre hidrelétricas e térmicas é inversa no que diz com os custos de construção.

<sup>135</sup> Embora não positivada textualmente desta forma, essa predominância e preferência pela geração hidrelétrica deve ser considerada, desde o plano jurídico, como uma decorrência do comando genérico de otimização eletroenergética.

sistema (e não de cada hidrelétrica individualmente considerada). Isto é, da forma que propicie o uso eficiente da água em todo o SIN.

A segunda ordem de problemas traz em questão a relação entre usinas hidrelétricas e térmicas, e diz respeito não a coordenadas geográficas, mas temporais. Mesmo que se encontre, no presente, a otimização da operação entre as usinas hidrelétricas interdependentes que usam água (o manejo *ótimo* de seus reservatórios no espaço), a aleatoriedade desse insumo suscita preocupações com o futuro. Sendo a água um recurso dependente dos humores e vicissitudes do clima, a geração hidrelétrica tem que fazer as contas, conjuntamente, com perspectivas *presentes* e *futuras* de sua disponibilidade. Gerar mais energia a partir de centrais hidrelétricas *hoje* significa trazer incertezas acerca da disponibilidade desta mesma energia *amanhã*. E é justamente essa incerteza que explica e justifica a presença das usinas térmicas que, em relação inversa, se são mais caras de operar, possuem, por outro lado, suficiente previsibilidade de geração no tempo – dada a presença constante do seu combustível. Nessa correlação entre usinas hidrelétricas e térmicas, as primeiras são a escolha natural e óbvia, enquanto que as segundas funcionam como um “porto seguro” para amenizar a aleatoriedade inerente à energia que vem da água.

Essa série de dificuldades – em especial a segunda - pode ser organizada num “dilema” que é resolvido por um conjunto de ferramentas tecnológicas que trabalham com múltiplas variáveis, probabilidades e em base a elas projetam cenários futuros, realizam simulações e sugerem distintas possibilidades de operação, no presente e no futuro. Vejamos primeiro o problema e depois os instrumentos que ajudam a solucioná-lo.

#### *O “dilema do operador” brasileiro*

Já se viu: qualquer que seja a forma de dispor e ordenar os recursos de geração disponíveis - cada qual com suas características e consideradas as possibilidades de transmissão - busca-se sempre atender adequadamente a carga ao menor custo possível, com segurança e suficiência. E isso tanto no momento presente quanto futuro. Essa ideia genérica e intuitiva sustenta quaisquer modelos de organização da operação, mesmo aqueles descentralizados, de formação competitiva da ordem de despacho.

Num sistema puramente térmico, não há maiores problemas em se comporem os dois objetivos, de garantia de suficiência e de eficiência econômica, no presente e no futuro. As dimensões temporais são, de regra, independentes, uma vez que a presença do combustível dessas usinas no tempo presente nada diz sobre sua presença ou ausência amanhã.

No Brasil, em que o sistema é hidrotérmico, com preferência/predominância da geração hidrelétrica, as coisas não são tão simples e essas complicações é que estão na base da escolha do nosso modelo regulatório de *otimização eletroenergética*: a energia elétrica que vem da água é mais barata, mas é

incerta; a que vem da queima de combustíveis fósseis é mais cara, mas mais confiável<sup>136</sup>. Daí o “dilema” que pode ser assim formulado, de modo muito simplificado e simplista<sup>137</sup>:

- a.) se o operador, otimista, escolher usar toda a água hoje, certamente proporcionará ao consumidor do presente uma energia suficiente e barata. Mas e o futuro?

Duas são as possibilidades:

- a. se a hidrologia futura for favorável, os reservatórios voltarão a se encher, e, neste caso, a decisão de uso da água no presente foi acertada, pois ela terá estado novamente disponível no futuro.
- b. se, por outro lado, ocorrer uma seca e os reservatórios das hidrelétricas não voltarem a encher, a energia ou será escassa ou terá um custo muito alto – devido à necessidade de acionar em grande escala usinas térmicas (com custos de operação mais altos).

Moral da história: ao decidir usar a água hoje para garantir suficiência e economicidade, o operador, dado o caráter probabilístico (no jargão: “estocástico”) da gestão da água, coloca em risco esses mesmos objetivos no futuro. Quanto mais uso da água hoje, mais barata é hoje a energia, mas mais incerta no futuro (e potencialmente, mais cara).

- b.) se, ao revés, o operador, por cautela, preferir preservar os reservatórios hoje, entregará ao consumidor do tempo presente uma energia certamente mais cara. E o futuro?
- a. se a hidrologia for favorável, os reservatórios, já cheios, transbordarão (no jargão: haverá *vertimento*) e se terá perdido, no passado, energia barata (ou seja, o consumidor de ontem terá sido inutilmente penalizado com preços altos de energia elétrica).
  - b. se, por outro lado, a hidrologia for desfavorável, terá o operador acertado em sua decisão de ter ampliado, no passado, o uso das usinas térmicas, mais caras.

De forma esquemática<sup>138</sup>:

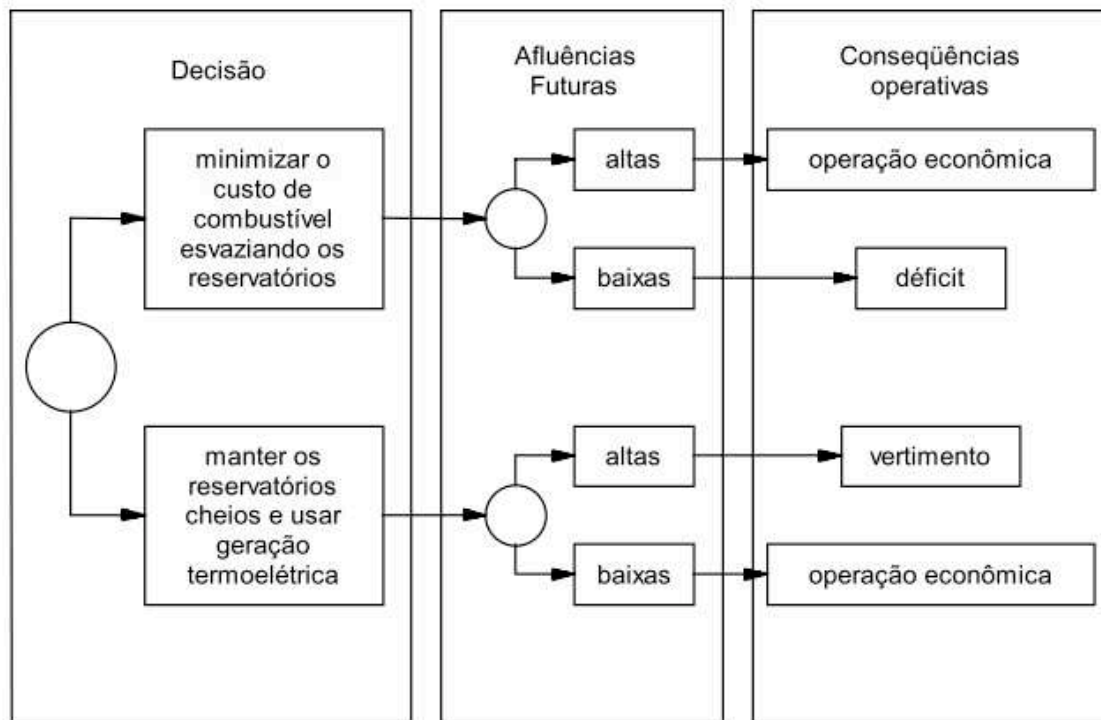
---

<sup>136</sup> A que vem do sol e dos ventos é considerada como um dado e não como um recurso a ser manipulado, cfe. seção anterior, uma vez que não é possível armazenar sua produção para uso futuro, na escala de operação do sistema elétrico realizada pelo ONS.

<sup>137</sup> A apresentação deste ponto sob a forma de um dilema é um lugar-comum na literatura setorial. Veja-se, por exemplo, TOMALSQUIN, **Novo Modelo do Setor Elétrico.**, cit., p. 81 e segs.

<sup>138</sup> O diagrama foi extraído de CEPEL, Modelo DECOMP - Manual de Referência, 2004.





Dadas essas combinações possíveis – que conjugam, em duas perspectivas temporais distintas (presente e futuro), dois objetivos também distintos (suficiência e economicidade de abastecimento) em face de duas fontes básicas de energia elétrica controladas pelo ONS (água e combustíveis fósseis) – impõem-se as questões: **como e, sobretudo, onde encontrar o “ponto ótimo”, isto é, o mix de geração hidráulica e térmica que garanta uma oferta de energia suficiente e econômica, tanto hoje como amanhã**<sup>139</sup>?

As informações sobre o sistema, os planos e programas bem como e as decisões operativas do ONS dedicam-se a responder tais perguntas. E as respostas vêm na forma de uma *ordem de despacho fundada no mérito econômico* e no *Custo Marginal de Operação – CMO*, como logo veremos.

#### *Os recursos tecnológicos que atuam em favor da otimização da operação eletroenergética*

Não é difícil imaginar a complexidade e a enormidade da tarefa com a qual se defronta o ONS ao procurar resolver o dilema do operador. Milhares de informações sobre a carga, rede e usinas em distintos momentos – e que se atualizam/revisam continuamente; previsões de vazões e de estados de reservatórios; estimativas de geração de usinas não despachadas centralizadamente; possibilidades e limites de intercâmbio de energia entre diferentes partes do sistema; simulações de distintos cenários de operação etc. Tudo isso se desenrola num sistema elétrico complexo, de grande porte e que é finalisticamente orientado pelo princípio da operação da *otimização eletroenergética*.

Em face disso, também não é difícil imaginar que intervêm nesses processos – de modo crucial e determinante – poderosos modelos matemáticos, probabilísticos e ferramentas tecnológicas, sobretudo recursos computacionais. Em boa medida – mas não exclusivamente – a operação do

<sup>139</sup> O “amanhã” é determinado segundo os horizontes temporais do planejamento e programação.

sistema está fundada nesses recursos e em seus algoritmos. Por isso, sua grande importância, não apenas técnica e econômica, mas igualmente jurídica.

Deixando para mais adiante a análise de algumas delicadas questões suscitadas pela propriedade, uso, acessibilidade e transparência desses programas computacionais<sup>140</sup>, convém conhecer os principais dentre eles, em especial aqueles relativos à operação *energética*<sup>141</sup>. Eles são constantemente referidos pela regulação setorial<sup>142</sup>:

- o Programa Newave: no jargão, é qualificado como um “modelo para otimização hidrotérmica para subsistemas equivalentes interligados”. De propriedade do CEPEL<sup>143</sup>, é a principal ferramenta usada para fazer o *planejamento energético de médio prazo*. Na linguagem técnica do setor,

O NEWAVE é uma ferramenta de planejamento energético da operação com representação agregada do parque hidroelétrico e cálculo da política de operação, baseado na técnica de Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE). **Esse modelo tem como objetivo determinar a estratégia de operação de médio prazo, de forma a minimizar o valor esperado do custo total de operação ao longo do período de planejamento da operação; analisar as condições de atendimento energético no horizonte de médio prazo; informar as condições de fronteira por meio da função de custo futuro para o modelo de programação de curto prazo; e calcular os custos marginais de operação mensais para cada patamar de carga**<sup>144</sup>. (grifou-se)

Compõe-se de 4 módulos computacionais: (a.) sistema equivalente; (b.) energias afluentes; (c.) cálculo da política de operação hidrotérmica; e (d.) simulação da operação. Com relação a esses dois últimos, o primeiro “determina a política de operação mais econômica para os subsistemas equivalentes, tendo em conta as incertezas nas afluências futuras, os patamares de demanda, a indisponibilidade dos equipamentos.” Já o segundo “simula a operação do sistema ao longo do

---

<sup>140</sup> Sobre alguns desses temas, v. CALABRIA, Felipe Alves, Uma alternativa de intervenção regulatória no Newave do setor elétrico, *in*: KAERCHER-LOUREIRO, Gustavo; DE CASTRO, Marcus Faro (Orgs.), **Direito da Energia Elétrica no Brasil**, Brasília: ANEEL e UnB, 2010.

<sup>141</sup> Não serão tratados os programas específicos relativos à operação elétrica, nem os programas “periféricos” aos três programas de otimização energética antes referidos (Newave, Decomp e Dessem).

<sup>142</sup> Uma lista completa encontra-se no Submódulo 18.2. dos Procedimentos de Rede que elenca mais de uma centena deles. Dentre as suas funções estão: estudos energéticos, elétricos e de hidrologia; consolidação da previsão de carga; previsão de geração a partir de fontes renováveis; programação diária eletroenergética; operação em tempo real; normatização, pré-operação e pós-operação; acompanhamento da manutenção; administração dos serviços, conexão e uso do sistema de transmissão; avaliação de desempenho dos serviços de telecomunicações; integração de modelos energéticos e hidrológicos; e acompanhamento de obras e integração de instalações.

<sup>143</sup> O Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL é uma pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, criada pelas empresas do Grupo Eletrobras em 1974. Segundo informações de seu *site* “o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - Cepel se constitui numa avançada infraestrutura para pesquisa aplicada em sistemas e equipamento elétricos, visando à concepção e ao fornecimento de soluções tecnológicas especialmente voltadas à geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica no Brasil.” <http://www.cepel.br/pt-br/o-cepel/quem-somos/> (acesso em 13.01.2019).

<sup>144</sup> Submódulo 18.2. dos Procedimentos de Rede, item 4.1.3.



período de planejamento, para distintos cenários de sequências hidrológicas, falhas dos componentes e variações da demanda. Calcula índices de desempenho, tais como a média dos custos de operação, dos custos marginais, o risco de déficit, os valores médios de energia não suprida, de intercâmbio de energia e de geração hidroelétrica e térmica<sup>145</sup>.

- o Programa Decomp (no jargão, “Modelo para otimização da operação de curto prazo com base em usinas individualizadas”). Também de propriedade do CEPEL, o Decomp incorpora e completa os dados e resultados do Newave e é usado na *programação da operação energética* (horizonte de *curto prazo*)<sup>146</sup>. Sempre na linguagem técnica dos Procedimentos de Rede,

O DECOMP tem o objetivo de determinar a estratégia de operação de curto prazo que minimize o valor esperado do custo total de operação para o horizonte do planejamento anual da operação, considerando as usinas individualizadas que compõem os sistemas hidrotérmicos interligados. A obtenção dessa estratégia ótima de operação define, para cada patamar de carga, a geração de cada usina hidráulica e térmica, os intercâmbios entre os subsistemas e os contratos de importação e exportação de energia. O DECOMP representa as restrições físicas e operativas relativas a limites de turbinamento, conservação da água, defluência mínima, armazenamento, atendimento à demanda etc. A incerteza acerca das vazões afluentes aos diversos aproveitamentos do sistema é representada por meio de cenários hidrológicos. A metodologia empregada para a solução do problema é a PDDE. **Os principais resultados do modelo são o balanço hidráulico, o balanço de geração, consumo das unidades elevatórias e os custos marginais de operação semanais e mensais, calculados por patamar de carga**<sup>147</sup>. (grifou-se).

- o Programa Dessem (Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curtíssimo Prazo). Assim como o Decomp (e o Newave), o Dessem é de propriedade do CEPEL e pressupõe as informações e resultados dos programas anteriores, que completa, revisa e analisa:

O DESSEM tem o objetivo de determinar, por usina hidroelétrica e unidade geradora termoelétrica, um despacho hidrotérmico de mínimo custo operativo para o sistema para um período de até 2 semanas e discretizado em patamares cronológicos com duração de até meia-hora. O modelo permite a representação detalhada da rede elétrica em fluxo DC, a representação detalhada das unidades geradoras termoelétricas, inclusive com a representação de *unit commitment*, bem

---

<sup>145</sup> Maiores detalhes, PENNA, Débora Dias Jardim *et al*, Projeto Newave - Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes - Manual do Usuário (Versão 17.5.3.), 2013., p. 02 e segs.

<sup>146</sup> Também se deve salientar o SUIHI-O, igualmente do CEPEL. Nos termos do SM 18.2. dos PR's, o SUIHI-O “é um modelo para simulação da operação energética de sistemas hidrotérmicos interligados, em base mensal, no qual as usinas são representadas de forma individualizada. (...) Os principais resultados do modelo são probabilidades de déficit de energia, custos marginais de operação, probabilidades de vertimentos, energias armazenadas e geração média em cada usina hidráulica.” (item 4.1.2.).

<sup>147</sup> SM 18.2., item 4.1.3.

como as restrições de segurança elétrica, tanto linearizadas quanto através de tabelas<sup>148</sup>.

Esses são os principais programas utilizados nos diferentes momentos que antecedem à operação em tempo real (planejamento de médio prazo, programação de curto e curtíssimo prazo). Todos eles trabalham com distintos horizontes temporais e graus de detalhamento de dados do sistema e todos eles têm – cada qual a seu modo – a mesma função genérica: selecionar os recursos de geração mais econômicos para o atendimento adequado das necessidades de energia da carga, no presente e no futuro (com segurança e consideradas as condições do sistema elétrico).

Vejamos agora esses programas em ação, nas distintas atividades preparatórias que o ONS realiza, até chegar à operação em tempo real. No que segue, veremos detalhes dos Planos e Programas de Operação – por óbvio, apenas na medida em que interessarem a análises propriamente jurídicas.

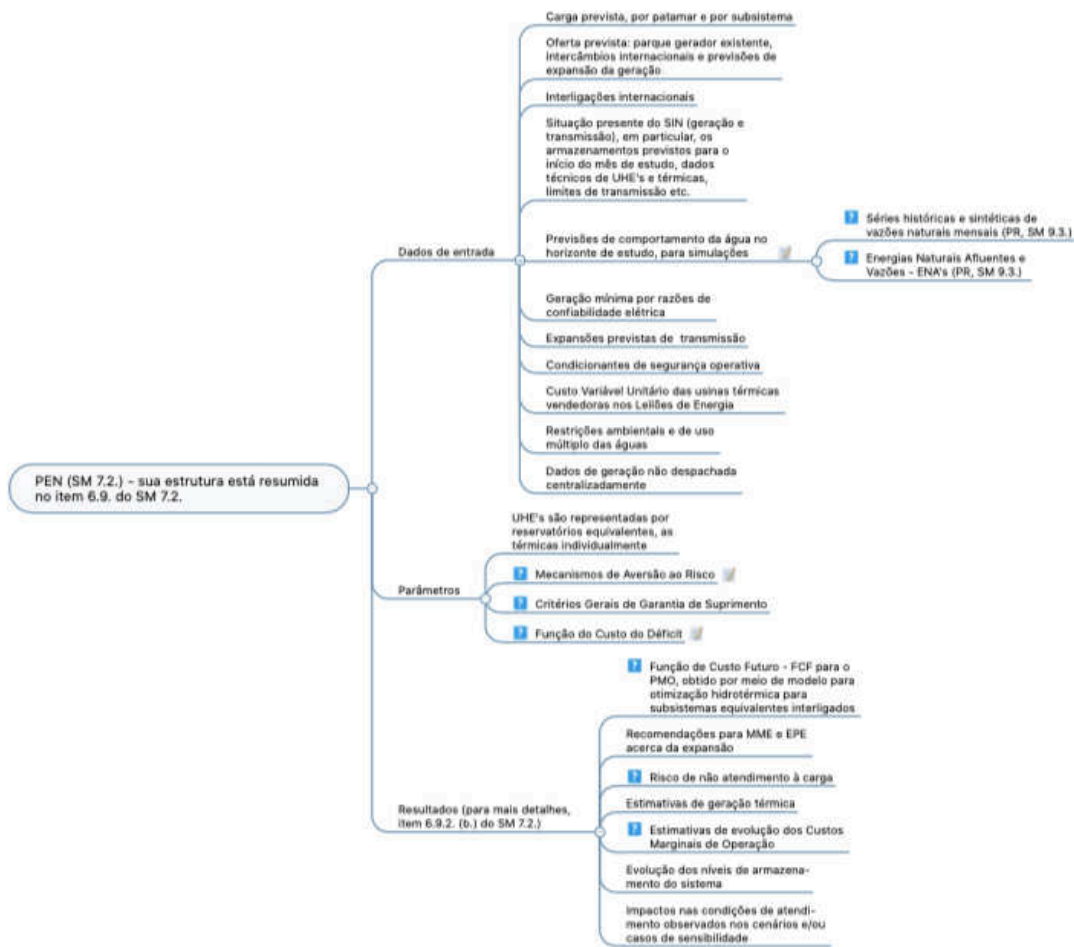
#### [As etapas antecedentes à Operação: o planejamento, especificamente](#)

##### *Introdução*

O percurso que desemboca no controle em tempo real – minuto a minuto – do funcionamento do sistema elétrico brasileiro começa a ser organizado cinco anos antes, com a atividade de *planejamento da operação*. Seu fruto mais saliente, no que ora nos interessa, é o *Plano Anual da Operação Energética – PEN*. De forma muito resumida, ele contempla o seguinte.

---

<sup>148</sup> SM 18.2., item 4.1.4.



Visão geral do PEN

As normas setoriais assim relacionam o PEN com a função de planejamento<sup>149</sup>:

Para avaliar as condições de atendimento ao consumo de energia elétrica em um horizonte de cinco anos à frente, do ponto de vista da segurança energética do suprimento, o ONS elabora estudos de planejamento da operação, formalizados no Plano da Operação Energética (PEN). O PEN tem como principais insumos (i.) os critérios de garantia de suprimento estabelecidos pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), (ii.) a oferta de energia contratada pelos leilões públicos, cujos cronogramas de implantação são acompanhados pelo DMSE/CMSE/MME e (iii.) as previsões de carga para o planejamento anual da operação do SIN, desagregadas por subsistema, e suas revisões quadrimestrais, realizadas em conjunto pelo ONS, pela CCEE e pela EPE<sup>150</sup>.

<sup>149</sup> Um exemplo: [http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/PEN\\_Executivo\\_2019-2023.pdf](http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/PEN_Executivo_2019-2023.pdf) (acesso em 06.01.2020).

<sup>150</sup> Ainda: “O Plano da Operação Energética – PEN tem como objetivo apresentar as avaliações das condições de atendimento ao mercado previsto de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN para o horizonte do planejamento da operação energética, cinco anos à frente, subsidiando assim o MME, através do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE e a Empresa de Pesquisa Energética - EPE quanto à eventual necessidade de

Em termos menos herméticos, o objetivo específico do PEN, dentro da grande finalidade da otimização eletroenergética, é prospectar o atendimento da carga (segurança energética) a partir da definir a alocação ótima de recursos hídricos e térmicos para cada mês considerado, minimizando o custo total de operação esperado (respeitadas as condicionantes e características do sistema elétrico). O PEN procura projetar como seria o adequado atendimento do mercado de energia elétrica num horizonte que vai de um dado momento no presente (mês de maio do ano de sua elaboração) até 5 anos a frente, discretizado em base mensal. Dentre as perguntas formuladas e respondidas, estão: qual será a demanda ao longo desse horizonte de tempo? Quanto ela crescerá<sup>151</sup>? Quais serão os recursos de geração disponíveis em cada momento? Como evoluirá a capacidade de transporte da rede? Quais são os cenários hidrológicos possíveis? Quanto de água deve ser usado em cada período de tempo para gerar energia elétrica? Quanto de complementação térmica? Qual é melhor política de gestão da água nos reservatórios? Nesse estágio, as perguntas são respondidas com dados, projeções e simulações que possuem um relativo grau de acurácia – e sob representações simplificadas - em razão das naturais incertezas associadas a um período de tempo tão dilatado<sup>152</sup>.

*Grosso modo*, quatro grandes operações são realizadas:

- a. Construção dos sistemas equivalentes: a representação das usinas hidrelétricas neste momento da preparação da operação não é individualizada. Por razões de expediência, simplicidade e manejabilidade, elas são agrupadas, segundo suas localizações e outras circunstâncias, em 12 grandes “reservatórios, equivalentes”. De consequência as vazões de água são também agregadas (“afluências equivalentes”, relacionadas com as Energias Naturais Afluentes ou ENA’s, no jargão<sup>153</sup>). As usinas térmicas, por seu turno, são consideradas uma a uma.

---

estudos de planejamento da expansão para adequação da oferta de energia aos critérios de garantia de suprimento preconizados pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE. O PEN é elaborado com periodicidade anual e está sujeito a revisões sempre que ocorram fatos relevantes que alterem as avaliações nele apresentadas.” Sumário Executivo do PEN 2019, disponível em [http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/PEN\\_Executivo\\_2019-2023.pdf](http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/PEN_Executivo_2019-2023.pdf) (acesso em 15.01.2020).

<sup>151</sup> Assim, por exemplo, no PEN 2020-2024, as premissas usadas para estimar a carga futura envolveram projeções como: expectativa de crescimento do PIB 2019 de 1,1% em 2019 e 2,3% em 2020; retomada mais significativa dos investimentos nos próximos anos, com destaque para o setor de infraestrutura; maior aquecimento da atividade econômica, melhor desempenho no mercado de trabalho e de crédito (o que impacta positivamente o consumo das famílias; limitação de crescimento mais intenso em razão de problemas com a produtividade; situação fiscal como um risco para o crescimento, sobretudo no curto prazo, dentre outras.

<sup>152</sup> As informações incluídas no PEN encontram-se elencadas nos itens 5.1. e segs. do SM 7.2.

<sup>153</sup> “A energia natural afluyente (ENA) é, *grosso modo*, a quantidade de água que chega a um reservatório e pode ser transformada em energia.”, BRAGA, Rodrigo Bernardes, **Manual de direito da energia elétrica**, Belo Horizonte: Editora D’Plácido, 2018. p. 177.

De modo mais detalhado: “63. Assim como a previsão da carga é um dado de entrada relevante para os modelos computacionais de otimização utilizados pelo ONS, a acurácia da variável Energia Natural Afluyente (ENA) apresenta grande importância. Consoante aos regramentos dos Procedimentos de Rede (mormente os Submódulos 9.2, 9.5, 9.6 e 23.5), é de responsabilidade do ONS trabalhar os dados hidrológicos. O Operador deve definir metodologias para análise de consistência de dados hidráulicos e consolidar as informações. 64. Embora a ENA seja uma variável estocástica, dependente de eventos probabilísticos, é imprescindível que previsões satisfatórias sejam produzidas pelo ONS. Dessa forma, contribui-se para otimização dos despachos do SIN, com a devida redução dos custos de geração e manutenção

- b. Obtenção das *séries sintéticas de energias*: para trabalhar com as probabilidades e incertezas relacionadas ao clima – refletidas nas vazões de água que chegam aos reservatórios equivalentes – o modelo computacional Newave produz – em base ao histórico de vazões ocorridas a partir de 1931<sup>154</sup> - um grande número de diferentes “séries sintéticas” de energia. Estas séries indicam diferentes cenários hidrológicos hipotéticos para os anos considerados no planejamento (diferentes “previsões do tempo”). Em termos simples, a função básica delas é permitir ao operador projetar diferentes condições de operação do sistema e, em base a isso, determinar parâmetros de segurança energética.
- c. Cálculo da Política de Operação: de posse das informações de 1 e 2 (e de muitas outras), e munido de alguns parâmetros e escolhas relacionadas à oferta segura de energia (critérios gerais de suprimento e mecanismos de aversão ao risco de racionamento, cfe. adiante), o PEN encontra a mais econômica combinação de recursos hídricos e térmicos, consideradas as incertezas das afluências futuras. No PEN obtém-se um dado econômico da maior importância que subsidiará a formação do Custo Marginal de Operação – CMO (cfe. adiante). Trata-se da *Função de Custo Futuro*. Essa função baliza a estratégia de operação para cada estado de armazenamento dos reservatórios e afluências previsto, indicando o *valor da água*<sup>155</sup> nos reservatórios a cada momento (trazido a valor presente), para comparação com o custo das usinas térmicas.
- d. A quarta e última etapa envolve a simulação da operação do sistema, com 2000 cenários de Afluências Multivariadas. Nesta fase são obtidos, dentre outros resultados (i.) o cálculo de índices probabilísticos de desempenho do sistema (ii.) o valor esperado da energia não suprida (iii.) grandezas relativas à geração (intercâmbios, geração hidráulica, térmica).

Como fruto dessas atividades, o PEN não apenas inaugura a longa cadeia de estudos e determinações que levam à operação em tempo real, como aporta importantes informações atinentes ao futuro do sistema elétrico, a serem consideradas pelos entes responsáveis pela expansão (MME, EPE etc.). Com efeito, ao olhar para o futuro, o PEN considera e assume certas previsões sobre novos empreendimentos de geração e transmissão dentro de seu horizonte de análise. Suas bases normativas específicas são o art. 13 da Lei 9.648/1998 e, no plano infralegal, principalmente (mas não só) os Submódulos 7.2. e 23.4. dos Procedimentos de Rede, aprovados pela ANEEL por meio, respectivamente, das REN 801/2017 e 756/2016.

Vale resumir alguns de seus traços característicos e, na sequência, aprofundar alguns importantes conceitos técnicos previstos na disciplina jurídica setorial:

---

dos níveis de segurança elétrica e energética em patamares adequados.” ANEEL, **Nota Técnica no 82/2018-SRG-SRT-SFF-SFE-SFG/ANEEL**, [s.l.: s.n., s.d.].

<sup>154</sup> Primeiro ano em que essas medições começaram a ser realizadas.

<sup>155</sup> Um conceito técnico que será melhor desenvolvido adiante.

- É realizado anualmente, ocasião em que os anteriores são atualizado com dados provenientes das etapas da programação e operação (adiante), e pode ser revisado a qualquer momento, diante de certas circunstâncias<sup>156</sup>.
- Estabelece as primeiras estratégias para o uso ótimo dos recursos energéticos (tendo na devida conta as restrições de transmissão existentes e previstas).
- Fornece uma avaliação probabilística ( “estocástica”) das condições futuras do suprimento, em especial, os riscos de déficit (não atendimento à carga) e, ao fazer isso, aplica mecanismos de aversão ao seu risco (a ferramenta CVAR, adiante).
- Conta com a colaboração e participação crítica dos agentes<sup>157</sup>: para sua realização ocorre uma intensa troca de informações e de análises – correções, acréscimos, impugnações etc. Nada obstante esse caráter participativo, a responsabilidade pela atividade e por seus resultados é exclusivamente do ONS e não de seus membros.

*O planejamento da operação energética e elementos que o balizam: Critérios Gerais de Garantia de Suprimento, Mecanismos de Aversão ao Risco (MAR) e Custo do Deficit – Visão Geral*

---

<sup>156</sup> Elementos típicos que suscitam a revisão do PEN são, dentre outros, a realização dos Leilões de Energia Nova – LEN (ou seja: entrada de novas usinas no parque gerador do SIN); mudanças significativas na carga a ser atendida, na oferta de geração, na disponibilidade de combustíveis, no cronograma de obras de transmissão, nos limites de intercâmbio entre subsistemas etc.

<sup>157</sup> Submódulo 7.2., dos Procedimentos de Rede, itens 6.3. e segs.