

*Universidade de Coimbra*  
*Faculdade de Direito*



***SMART GRIDS: PRIMEIROS DESAFIOS REGULATÓRIOS***

NATÁLIA DE ALMEIDA MORENO

COIMBRA  
2013

UNIVERSIDADE DE COIMBRA  
FACULDADE DE DIREITO  
2º CICLO DE ESTUDOS EM DIREITO

*SMART GRIDS: PRIMEIROS DESAFIOS REGULATÓRIOS*

*Natália de Almeida Moreno*

Dissertação apresentada no âmbito do 2.º Ciclo de Estudos em Direito da Faculdade de Direito da Universidade de Coimbra.

Área de Especialização: Ciências Jurídico-Políticas

Menção: Direito Administrativo

Orientador: Prof<sup>ª</sup>. Dr<sup>ª</sup>. Suzana Tavares da Silva

Coimbra  
Outubro de 2013

Aos meus pais, sempre.

## AGRADECIMENTOS

Levar adiante um projeto de Mestrado não é tarefa fácil, especialmente se condensado em um único ano.

A sua concretização demandou-me, com efeito, muita dedicação e renúncia, horas incontáveis de pesquisa e leitura e muito desgaste – físico e mental.

Houve momentos em que a missão pareceu-me por demais impossível para ser realizada. E se, hoje, me encontro a um passo de alcançar a primeira conquista de minha carreira acadêmica é porque tive a sorte de contar com o exemplo, o apoio e o incentivo de pessoas muito queridas e muito especiais, a quem presto, agora, a devida e merecida deferência.

Agradeço, em primeiro lugar, a todos os Professores com quem tive a honra de aprender e conviver durante os diversos estágios da vida, por serem exemplos de dedicação e sucesso e por instigarem em mim a concentração, a tenacidade e o comprometimento que a Academia demanda. Em especial, agradeço ao Prof. Dr. Alexandre Santos de Aragão por, desde a graduação, instruir-me, aconselhar-me e incentivar-me a perseguir a carreira acadêmica, e aos Excelentíssimos Doutores Professores da Faculdade de Direito da Universidade de Coimbra que muito me ensinaram durante o último ano letivo: Prof. Dr. José Carlos Vieira de Andrade, Prof. Dr. Pedro Gonçalves, Prof<sup>ª</sup>. Dr<sup>ª</sup>. Carolina Cunha, Prof. Dr. José Quelhas e Prof<sup>ª</sup>. Dr<sup>ª</sup>. Suzana Tavares da Silva, merecendo esta última minhas reforçadas gratidões não só pelas provocações e novidades apresentadas durante as aulas de Direito da Energia, mas principalmente por ter acreditado em mim e neste projeto e, como orientadora, apresentado novos e interessantíssimos caminhos e sugestões e explorado o máximo de minhas potencialidades e capacidades para tornar esta tese a melhor, mais atualizada e completa possível.

À minha família, sou grata sobretudo por apoiarem a minha decisão de atravessar o Atlântico para realizar os meus sonhos. Sei quão difícil e doloroso foi aceitarem e incentivarem uma empreitada que lhes roubou a convivência e grande parte do tempo que gostariam de e mereciam ter comigo.

Aos meus pais, em particular, por terem moldado o meu caráter e tornado-me uma pessoa honesta, pertinaz e ciente de minhas responsabilidades e objetivos.

Às minhas irmãs, Carolina, Marina e Priscilla, agradeço simplesmente por me amarem e estarem presentes – mesmo distantes – quando mais necessitei.

Ao querido sobrinho-afilhado Bernardo, obrigada pelos sorrisos que fizeram a angústia e o cansaço desaparecerem nos momentos mais tortuosos e por ser a melhor e mais incrível coisa que já me aconteceu.

Agradeço aos meus avós, padrinhos, primos, tios e cunhados pelo apoio, pelas conversas e as palavras sempre amorosas, que contribuíram grandemente para minha educação e o sucesso da minha trajetória.

Aos amados amigos, a minha gratidão por me aturarem durante as fases de estresse máximo, por ouvirem as minhas reclamações e lamúrias, terem sempre um conselho e um ombro a emprestar e por me terem muitas vezes obrigado a trocar as horas de estudo pelas horas de lazer tão necessárias para recarregar as energias e descarregar as preocupações.

De forma especial, muito obrigada ao Alexandre, Alice, Ana Luiza, Aninha, Anne, Carol Fidalgo, Clarice, Dani Philbois, Fernanda Rodrigues, Gabi, Graci, Gonça, Isa Carol, Isa Genú, Jú, Laurinha, Luana, Luciana, Luiz, Mariana, Nati, Nathi Lemos, Pri Dantas, Thais Neto, Tha Fleury e Ti Villas-Boas.

Um aparte é devido à minha família conimbricense, que me deu o acolhimento, a atenção, a alegria e o carinho que permitiram transformar a Coimbra-cidade-distante-e-desconhecida em um novo lar: Amélia, Alê, Catita, Dani-Boy, Edvaldo, Elisavet, Fofou, Hélio, Helô, Joana Cardoso, Jú, Lucas, Mari, Mirella, Nina, Raul, Rhomys, Thalita e Xoxô. Sem vocês, não teria sido tão especial e tão divertido!

Finalmente, o meu obrigada à Cabra, ao Mondego e ao bom vinho português por emprestarem beleza, magia e sabor a esta empreitada (ou seria aventura?) tão estafante, mas igualmente – e surpreendentemente – maravilhosa!

## LISTA DE ACRÔNIMOS

AMIs – *Automated Meter Infrastructures*

CEER – *Council of European Energy Regulators*

CTP – *Critical Time Pricing*

DG – *Distributed Generation*

DGEG – *Direcção Geral de Energia e Geologia de Portugal*

EHV – *Extra High Voltage*

ERGEG – *European Regulators' Group for Electricity and Gas*

ERSE – *Entidade Regulatória dos Serviços Energéticos de Portugal*

EU – *European Union/União Européia*

FDIR – *Fault Detection, Isolation and Restoration*

FERC – *U.S. Federal Energy Regulatory Commission*

GD – *Geração Distribuída*

HAN – *Home Area Network*

HVDC – *High Voltage Direct Current*

IHD – *In-Home display*

LAN – *Local Area Network*

NAN – *Neighborhood Area Network*

OECD – *Organization for Economic Co-operation and Development*

OFGEM – *U.K. Office of Gas and Electricity Markets*

PDIRD – *Planos de Desenvolvimento e Investimento das Redes de Distribuição*

PDIRT – *Planos de Desenvolvimento e Investimento das Redes de Transporte*

PLC – *Power Line Communication*

PTP – *Peak time Pricing*

RND – Rede Nacional de Distribuição de Electricidade

RNT – Rede Nacional de Transporte de Electricidade

RTP – *Real-time Pricing*

SVCs – *Static Var Compensators*

TOU – *Time-of-use tariff*

UK – *United Kingdom/Reino Unido*

UoS – *Use-of-system tariff*

USA – *United States of America/Estados Unidos da América*

V2G – *Vehicle-to-grid power*

WAN – *Wide-Area Network*

## **RESUMO**

A presente tese volta-se a examinar as redes elétricas inteligentes, averiguando em que consistem as inovações tecnológicas que têm o potencial de revolucionar o setor elétrico e os principais desafios impostos ao regulador para assegurar e fomentar o seu regular e eficiente desenvolvimento e atualização, sobretudo em matéria de financiamento e investimento estatal e privado, titularidade de bens e serviços e formatação tarifária. Uma vez analisadas as principais mudanças e núcleos problemáticos do setor elétrico, propomos-nos a estudar os aprimoramentos e evoluções regulatórias que devem ser realizados com vista a fazer frente à implementação das redes inteligentes, apresentando as novas fronteiras e lógicas da regulação de performance e resultados, da regulação do mercado a jusante de energia elétrica em decorrência do incremento da geração distribuída e da concorrência e das metodologias tarifárias para incorporar melhor os sinais do mercado, como a tarifa dinâmica, a tarifa locacional e, mesmo, a desregulação do preço e condições de acesso à rede elétrica.

**PALAVRAS-CHAVE:** ELETRICIDADE – REDES INTELIGENTES – REGULAÇÃO – CONCORRÊNCIA – FINANCIAMENTO – INVESTIMENTO – INFRAESTRUTURA – SERVIÇOS PÚBLICOS – SERVIÇOS DE INTERESSE ECONÔMICA GERAL – EFICIÊNCIA – TARIFAS – CONCESSÃO – AUTORIZAÇÃO – BENS DE CLUBE – REGULAÇÃO DE INCENTIVO – REGULAÇÃO DE PERFORMANCE E RESULTADO – GERAÇÃO DISTRIBUÍDA - TARIFAS DINÂMICAS – TARIFAS LOCACIONAIS – DESREGULAÇÃO

## **ABSTRACT**

This thesis aims at studying the smart grids, by the exam of what are these technological innovations and in which extension they have the potential to revolutionize the electric sector, as well as of the core challenges presented to the regulator in order to secure and promote smart grids' regular and efficient development and upgrade, especially in terms of financing and investment (private and public), ownership of the assets and rights over services and pricing. Once the main changes and problematic matters of the electric sector are analyzed, we will assess the regulatory enhancements and evolutions that must take place to cope with smart grids' roll out, presenting the new frontiers and logics of the performance-based regulation (results- and performance-oriented regulation), the regulation of downstream energy market due to increase of distributed generation and competition, as well as the pricing methodologies to incorporate the market signals, as dynamic pricing, locational pricing and even the deregulation of the price and conditions of access of the electricity grid.

**KEYWORDS:** ELECTRICITY – SMART GRIDS – REGULATION – COMPETITION – FINANCING – INVESTMENT – INFRASTRUCTURE – PUBLIC SERVICES – PUBLIC UTILITIES – EFFICIENCY – TARIFF – CONCESSION – LICENSE – CLUB GOODS – INCENTIVE REGULATION – PERFORMANCE-BASED REGULATION / RESULT- AND PERFORMANCE-ORIENTED REGULATION - DISTRIBUTED GENERATION – DYNAMIC PRICING – LOCATIONAL PRICING – DEREGULATION



## ÍNDICE

INTRODUÇÃO .....	1
 <b>PARTE I – AS <i>SMART GRIDS</i>: CONCEITO E INTRODUÇÃO AOS DESAFIOS REGULATÓRIOS</b>	
1. Smart Grids: definição, elementos e vantagens .....	7
2. Primeiros Desafios Regulatórios: modelagem da indústria para eficiente instalação, manutenção e operação das redes inteligentes .....	15
 <b>PARTE II – OS NÚCLEOS PROBLEMÁTICOS DA REGULAÇÃO DAS REDES ELÉTRICAS</b>	
1. Formação da titularidade da rede .....	23
1.1. Os regimes de propriedade dos bens .....	23
1.1.1. Bens mistos: a Teoria dos Bens de Clube .....	25
1.2. As experiências práticas .....	28
1.3. Conclusões parciais .....	32
2. Formação do título habilitante .....	36
2.1. Os principais títulos habilitantes: concessões e autorizações .....	36
2.1.1. Concessão .....	38
2.1.2. Autorização .....	40
2.2. Cotejo analítico .....	43
2.2.1. Aproximações .....	43
2.2.1.1. A regulação por contrato e as cláusulas regulatórias .....	43
2.2.1.2. O direito ao equilíbrio econômico-financeiro .....	45
2.2.2. Diferenças .....	48
2.2.2.1. Segurança .....	48
2.2.2.2. Flexibilidade .....	52
2.2.2.3. Custos de transacção .....	55
2.3. Conclusões parciais e algumas sugestões iniciais .....	59
3. Formação da tarifa .....	63
3.1. Regimes tarifários tradicionais .....	63

3.1.1. <i>Rate-of-Return</i> .....	63
3.1.2. <i>Sistema Cap</i> .....	64
3.1.3. <i>Yardstick</i> .....	68
3.1.4. <i>Balanço crítico</i> .....	69
3.2. <i>Decoupling</i> e serviços energéticos .....	73

### PARTE III – UMA NOVA REGULAÇÃO PARA O SETOR ELÉTRICO

1. <b>Regulação de performance e resultados, horizontalizada e participativa</b> .....	77
2. <b>Novas dimensões regulatórias</b> .....	89
3. <b>Um novo modelo regulatório-tarifário para as <i>smart grids</i></b> .....	99
3.1. <b>Parâmetros de performance e resultados</b> .....	99
3.1.1. <b>O modelo RIIO</b> .....	102
3.2. <b>Tarifas customizadas</b> .....	108
3.2.1. <b>Tarifas variáveis de acordo com a relação oferta/demanda</b> .....	109
3.2.2. <b>Tarifas locacionais</b> .....	113
3.3. <b>Livre negociação dos preços de acesso à rede</b> .....	118
 CONCLUSÃO .....	 124
 BIBLIOGRAFIA CONSULTADA .....	 130
 ANEXO I .....	 i
ANEXO II .....	iii
ANEXO III .....	iv



## INTRODUÇÃO

O sistema elétrico em sua formatação hodierna já não é mais capaz de fazer frente às demandas da sociedade contemporânea.

O modelo atual, com efeito, possui inúmeras deficiências estruturais que impedem o seu desenvolvimento eficiente e entravam a realização dos objetivos, interesses e necessidades coletivas que pertinem ao setor elétrico.

Em primeiro lugar, a impossibilidade/onerabilidade de armazenamento eficiente da energia elétrica impõe que o sistema tenha capacidade de gerar, transmitir e distribuir volumes máximos de energia para fazer frente aos picos máximos de consumo, ensejando, de um lado, o emprego de complexos – e custosos – sistemas de balanceamento a fim de que a relação entre demanda e oferta seja contínua, instantânea e incessantemente harmonizada<sup>1</sup> e, de outro lado, um sobre-investimento em capacidade que é aproveitada somente em determinados períodos do dia ou do ano, permanecendo *ociosa* nos períodos de consumo menos intenso.

Por sua vez, a formatação em rede do sistema, a natureza imaterial – que promove um desacoplamento de identidade entre o produto gerado e o efetivamente consumido – e essencial da energia elétrica e a inelasticidade da demanda<sup>2</sup> mitigam substancialmente a incidência de uma racionalidade pura de mercado às atividades componentes do sistema elétrico e limitam os incentivos à efetiva concorrência no setor, tendo em vista a configuração de um monopólio natural<sup>3</sup> relativamente à operação da rede (em sede de transmissão e de distribuição), as reduzidas possibilidades de diferenciação do produto e dos preços ofertados e a incidência de obrigações de serviço público<sup>4</sup> ou de serviço universal<sup>5</sup> que recaem sobre os respectivos prestadores.

---

<sup>1</sup> SILVA (2011, p. 73).

<sup>2</sup> TOMAIN (2002, p. 454)

<sup>3</sup> Os monopólios naturais são tais que “a diminuição ótima de vantagens da produção por uma segunda empresa é tão grande em relação ao mercado, que só existe lugar economicamente viável para uma única empresa. O custo da produção de uma única empresa será neste caso inferior àquele que deveriam suportar as duas firmas concorrentes” (DERANI, 2002, p. 206-207)

<sup>4</sup> Os princípios norteadores dos serviços públicos foram congregados nas Leis de Rolland: continuidade, igualdade e mutabilidade (ROLLAND, 1947, p. 19-20), a que se acrescem obrigações de acessibilidade, universalidade e modicidade tarifária.

<sup>5</sup> Cf. Comunicação da Comissão sobre Serviços de Interesse Geral na EU (2001/C 17/04), o serviço universal visa às finalidades de equidade, universalidade, continuidade, adaptabilidade e transparência na gestão e na fixação dos preços e financiamento e controle por organismos independentes daqueles que operam os serviços.

A estas complexidades estruturais, acoplaram-se, nas últimas décadas, problemas adicionais provindos do crescimento exponencial do consumo<sup>6</sup>, do envelhecimento e da sobrecarga das linhas de distribuição e transmissão, do aumento dos custos operacionais<sup>7</sup> e dos cada vez mais intensos avanços na incorporação de fontes menos poluentes à matriz energética.

Tais dificuldades fizeram assomar verdadeiro trilema<sup>8</sup> entre os valores hoje essenciais na seara energética: a segurança e confiança no abastecimento, a acessibilidade e a sustentabilidade ambiental.

Em razão da saturação da rede, a resposta ao crescimento e aos picos de consumo já não pode se dar, como outrora, unicamente do lado da oferta via edificação de novas plantas geradoras – o que se reforça por aspirações de cunho ambiental, particularmente no que tange às termoelétricas, as quais, embora sejam menos custosas, de mais rápida construção e passíveis de serem instaladas mais próximas dos principais centros de consumo e despachadas quase que instantaneamente, são mais poluentes<sup>9</sup>.

Por outro lado, a incorporação de fontes renováveis (destacadamente a eólica e a solar), apesar de atender a objetivos de sustentabilidade ambiental, gera problemas de confiabilidade e segurança do abastecimento, dada a sua natureza de geração intermitente<sup>10</sup> que normalmente não coincide com os períodos de pico na demanda e que não pode ser diretamente controlada (despachada) pelo operador do sistema<sup>11</sup>, além de majorar consideravelmente os custos a serem pagos pelos consumidores, face aos vultosos investimentos necessários à construção de tais plantas, devido à alta tecnológica empregada, e

---

<sup>6</sup> v. BEATO; MERINO (2008)

<sup>7</sup> U.S. DEPARTMENT OF ENERGY (2008, p. 1)

<sup>8</sup> POUDINEH; JAMASB (2012, p. 1)

<sup>9</sup> Algumas tecnologias já vêm sendo desenvolvidas para mitigar os impactos da queima de carbono e derivados na produção termoelétrica mediante a remoção ou redução de emissões de gases poluentes para a atmosfera, tais como lavagem de carbono, que remove minerais indesejados e permite a separação de impurezas da matéria-prima; precipitadores electrostáticos, que capturam partículas poluentes; e a gasificação, ou *integrated gasification combined cycle*, em que o vapor e o ar quente, ou oxigênio, pressurizado se combinam com o carvão em uma reação química que rompe as moléculas de carvão, criando o denominado *syngas*, que é uma mistura de monóxido de carbono e hidrogênio, que, mais limpo, é queimado para a geração de energia com impactos mais reduzidos ao meio ambiente. (U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2013).

<sup>10</sup> “A rede de hoje foi projetada para mover energia a partir de fontes de abastecimento centralizadas e carregamentos fixos e previsíveis; isto faz com que seja desafiador para a rede aceitar injeções de energia por muitas fontes distribuídas ao longo da rede. E porque recursos como energia solar e energia eólica são intermitentes, a rede exige monitoramento integrado e controle, bem como integração com uma subestação de automação, para controlar diferentes fluxos de energia e planejar a capacidade de reserva [*standby capacity*] para complementar a geração intermitente” (U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2008, p. 8). **Esta e todas as demais traduções realizadas no presente trabalho são de natureza livre.**

<sup>11</sup> OECD, 2011, p. 11

à interligação à rede, tendo em vista, como regra, sobretudo na matriz eólica, se situarem em sítios esparsos e mais afastadas dos grandes centros urbanos.

A composição destes diferentes valores em conflito reclama, assim, um sistema hábil a, concomitantemente, integrar plenamente as matrizes renováveis, expandir a capacidade e a estabilidade de potência da rede, reduzir os níveis de consumo (maximamente em horários de pico) e monitorar e equilibrar eficientemente a relação entre demanda e oferta – o que o atual modelo energético unidirecional e analógico não é capaz de prover.

A implementação das *smart grids*, com a incorporação às redes energéticas tradicionais de novas tecnologias e de uma plataforma digital de informação e comunicação, permitirá a criação de um fluxo bi-direcional de energia, dados e informações entre os operadores e os usuários e um controle mais intenso, autonomizado e eficiente do sistema, potencializando, conforme aprofundaremos no curso do presente, a proliferação de núcleos de autoprodução e geração distribuída, a estabilização e o armazenamento das ofertas de energia intermitente, a atuação mais responsiva por parte dos consumidores aos sinais de oferta, o aprimoramento e surgimento de novos serviços prestados ao usuário final, a dinamização da concorrência no setor, a redução de perdas, o aumento da eficiência na transmissão e distribuição e a integração de diferentes e diversificadas matrizes energéticas, inclusive renováveis.

As redes inteligentes, portanto, prometem equiponderar os diferentes valores hoje em conflito na seara elétrica e responder às exigências de qualidade, confiabilidade, sustentabilidade e eficiência do sistema, emergindo daí inequivocamente a importância de seu estudo e sistematização e, conseqüentemente, a relevância acadêmica do presente trabalho, que se propõe a perquirir os principais desafios impostos ao regulador para viabilização do desenvolvimento das *smart grids* e propor percursos e soluções a serem adotados com vista a garantir todos os potenciais benefícios propiciados por estas novas tecnologias.

O presente estudo afigura-se especialmente pertinente porquanto as experiências colhidas de projetos-piloto que tenham implementado total ou parcialmente as *smart grids* e o avanço na instalação e operação de medidores inteligentes em diversos países patentearam inúmeras as falhas e limitações do modelo regulatório tradicional do setor elétrico.

De fato, em inúmeros casos, os prestadores sustaram projetos de implementação de *smart grids* em virtude de indefinições quanto às responsabilidades dos agentes envolvidos e às tecnologias aplicáveis e aceitáveis no setor e em razão da inexistência ou insuficiência de

financiamento e de retorno dos investimentos inicialmente realizados<sup>12</sup>, colocando-se a dúvida sobre como seria garantida uma remuneração justa dos operadores pelos serviços prestados se, nas tarifas tradicionais usualmente em vigor, a contrapartida paga se encontra proporcionalmente atrelada ao volume de energia gerada/transmitida/distribuída/ofertada e um dos principais escopos das *smart grids* é reduzir sensivelmente o consumo de energia elétrica.

Verificou-se, ainda, em alguns projetos, um alto índice de insatisfação e preocupação dos usuários quanto ao aumento das tarifas de energia elétrica, à operabilidade dos medidores inteligentes e à privacidade e segurança dos dados transmitidos aos fornecedores<sup>13</sup>. Por outro lado, exsurgiram, por parte dos operadores, questionamentos no tocante à propriedade, acesso, responsabilidades e armazenamento do grande volume de informações e dados colhidos.

De resto, em experiências de microgeração e geração distribuída, manifestaram-se indefinições quanto à obrigação de interconexão, ao preço e à forma de recompensa pela energia fornecida ao sistema, inexistindo ainda respostas prontas e adequadas em quaisquer destes casos nos ordenamentos setoriais ora em vigor<sup>14</sup>.

Portanto, a mudança paradigmática do sistema energético cria novos desafios que devem ser adequados e eficientemente endereçados, demandando um esforço estruturante intenso das instâncias normativas para construir um novo marco legislativo-regulatório que seja condizente com as dinâmicas relações e possibilidades que as *smart grids* propiciam e dependem para triunfar, capaz de conferir a segurança e o incentivo necessários ao aporte de recursos na remodelagem e constante atualização da rede e hábil a fomentar e extrair os maiores benefícios do novo modelo aos usuários e à coletividade.

Malgrado sejam inúmeras as questões que se colocam à solução regulatória, a análise ora empreendida confina-se, em virtude do escopo típico de uma monografia e da limitada extensão admitida à presente dissertação, àquelas que reputamos como mais relevantes e urgentes, por consubstanciarem a base estruturante do novo modelo de setor elétrico. Por isso, repousaremos os nossos esforços sobretudo nas matérias atinentes ao financiamento e à organização adequada do setor elétrico, verificando de que modo as escolhas possíveis ao regulador poderão promover a gestão e operação eficientes das redes inteligentes.

---

<sup>12</sup> U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (2011)

<sup>13</sup> ZHANG (2011b, p. 33)

<sup>14</sup> Vale ressaltar nota extraída de relatório da OECD (2011, p. 212) de que “políticas públicas e arranjos regulatórios são as mais largas barreiras à emergência das *smart grids*. A fragmentação da indústria elétrica tornou mais difícil a coordenação e o acesso de algumas partes aos benefícios financeiros que podem advir das mudanças do sistema. Além disso, alguns aspectos do uso das *smart grids* podem não ser palatáveis aos consumidores se não manejados correctamente [pelos reguladores]”

Propomo-nos, então, a averiguar a (in)adequação do modelo regulatório tradicional para endereçar estas matérias e, com base em relatórios de projetos-piloto e em propostas regulatórias já formuladas (em vigência ou não) por ordenamentos jurídicos com experiência e edificação avançada do modelo das *smart grids*, indicar possíveis caminhos ou soluções para tais questões.

Diante deste escopo, faz-se mister, antes de adentrarmos propriamente no tema, a ressalva de que, apesar de as matérias aqui versadas serem também afetas a disciplinas técnicas, não analisaremos a validade e adequação de modelos regulatórios à luz da economia, da engenharia ou da tecnologia de informação; diversamente, tomando por base os estudos e conclusões já apresentados por especialistas nestas áreas, enfocaremos a adequação e o cabimento dos possíveis modelos técnicos à luz dos princípios, valores e objetivos *jurídicos* que lastreiam e fundamentam as *smart grids* e o mercado elétrico como um todo.

Vale, também, a nota de que as propostas e soluções aqui aventadas não são nem as únicas passíveis de serem aplicadas, tampouco universalizáveis sem a devida acomodação e adaptação às peculiaridades dos diversos ordenamentos nacionais. A experiência no campo das redes inteligentes, nomeadamente na seara regulatória, é, ainda, muito limitada, havendo amplo espaço para o desenvolvimento de outras soluções inovadoras e criativas decorrentes da prática e do aprimoramento do setor.

Ademais, as escolhas a serem feitas pelos reguladores dependerão dos contextos político, tecnológico, cultural, social, jurídico e econômico em que se situam, inexistindo fórmulas fechadas que possam ser transplantadas sem o devido estudo do ambiente regulado e dos impactos (positivos e negativos) que as novas medidas regulatórias terão o condão de gerar em cada jurisdição.

Contudo, alguns contornos e direcionamentos gerais já começam a emergir para o modelo das *smart grids* e é sobre eles que calcaremos a nossa exposição, a qual se organizará, em primeiro plano, a partir da apresentação do conceito de *smart grids*, dos seus elementos e funcionalidades e das principais inovações que ensejarão uma mudança no arcabouço regulatório e na própria arquitetura do mercado elétrico, sobretudo em matéria de financiamento da instalação e manutenção das redes inteligentes.

Em segundo plano, analisaremos os principais núcleos problemáticos da regulação da rede elétrica, discorrendo sobre os diferentes tipos de modelagem do regime de bens, habilitação e tarifação passíveis de serem aplicados, investigando qual(quais) dele(s) se afigura(m) mais apropriado(s) à dinâmica das *smart grids*.



Finalmente, examinaremos que mudanças deve sofrer a estrutura regulatória para se adequar a esta nova realidade, elucidando de que forma uma regulação de performance e de resultados poderá melhor atingir os objetivos públicos, evidenciando as novas lógicas de que se deverá valer o regulador para fazer frente à reestruturação do mercado energético e examinando novos formatos regulatório-tarifários necessários a desenvolver as potencialidades e diferentes dinâmicas das redes inteligentes.

## PARTE I – AS *SMART GRIDS*: CONCEITO E INTRODUÇÃO AOS DESAFIOS REGULATÓRIOS

### 1. *Smart grids*: definição, elementos e vantagens

Não há, ainda, nem perante a doutrina<sup>15</sup>, nem perante órgãos oficiais<sup>16</sup>, uma harmonização conceitual das *smart grids*.

São elas, muitas vezes, confundidas ou limitadas conceitualmente à implementação de *smart meters* ou *advanced meter infrastructures* (AMIs) e, outras vezes, restringidas às *home areas networks* (HANs) ou às *wide-areas network* (WANs) – noções que delimitaremos à frente –, considerando apenas as tecnologias empregadas para comunicação entre o usuário final, os núcleos de micro-geração ou geração distribuída e o distribuidor.

Sem dúvida, impactos substanciais – senão os principais – das redes inteligentes serão experimentados na última milha, consoante demonstraremos adiante. Entretanto, entendemos que as *smart grids* devam ser estudadas – e, sobretudo, reguladas – sem desguardar a sua natureza de *sistema em rede*, que implica uma inter-relação e uma interconexão indissociáveis entre todos os atores, infraestruturas e elementos que compõem o sistema elétrico.

Os sensores, *hardwares*, *softwares* e diversas tecnologias computacionais utilizadas na expansão da capacidade, na comunicação e no diálogo entre geradores e os demais integrantes do sistema, no controle, monitoramento e análise das linhas de transmissão, centrais de distribuição, pontos de acesso, etc., não só integram, como são dispositivos essenciais ao bom funcionamento e à otimização de todo o sistema<sup>17</sup>.

Por este motivo, optamos por uma definição compreensiva e abrangente das redes inteligentes, como o conjunto de todas as tecnologias digitais de comunicação bi-direcional, de controle, análise e monitoramento automatizados do sistema acopladas à rede energética analógica para integrar inteligente e eficientemente “as ações de todos os usuários e

---

<sup>15</sup> v., p. ex., HAUSER; CRANDALL (2012, p. 3-28); MOMOH (2012, p. xiii e 1); GELLINGS (2009, p. 1); POUDINEH; JAMASB (2012, p. 3); ZHANG (2011a, p. 46); OECD (2011, p. 12); FERREY (2012, p. 4)

<sup>16</sup> O *U.S. Energy Independence and Security Act* (2007), título XIII, seção 1306(d), abarca nada menos que oito conceitos de “*smart grid functions*”, assinalando, ao final, que poderão ser integradas ainda quaisquer outras funções que o Secretário de Energia possa identificar como sendo necessárias ou úteis para a operação de uma *Smart Grid*. Na União Européia, p. ex., as definições levadas a cabo pelo ERGEG (2009, p. 11-12) e pela *EU Commission Task Force for Smart Grids* (2010, p. 6) também divergem, ainda que não substancialmente.

<sup>17</sup> “Enquanto muitos operadores fizeram dos AMI seu primeiro passo, estes são apenas uma parte do conjunto da tecnologia *smart grid*, que também inclui tecnologias de detecção e de medição, componentes avançados (supercondutividade, armazenamento, eletrônicos de potência e diagnósticos), sistemas de automação de distribuição, *end-use* tecnologias, como aparelhos inteligentes e sistemas de controle avançados para edifícios, geração distribuída e sistemas de comunicação integrada” (REGULATORY ASSISTANCE PROJECT, 2009, p. 1)

operadores a elas conectados (geradores, consumidores, transmissores, distribuidores, fornecedores e terceiros prestadores de serviços), a fim de garantir um sistema elétrico economicamente eficiente e sustentável com baixas perdas e altos níveis de qualidade, segurança no abastecimento e segurança”<sup>18</sup>.

Não se trata, assim, de meros aprimoramento e atualização tecnológicos dos equipamentos que já compõem a infraestrutura da rede elétrica, mas da adesão de uma plataforma digital integrada que atribuirá novas funcionalidades e dimensões ao sistema e modificará profunda e definitivamente os serviços e relações intersubjetivas que têm lugar neste mercado<sup>19</sup>.

As tecnologias desenvolvidas até o momento para estes fins são diversas, em número e funções. Vão desde monitores para classificação dinâmica das linhas em relação às condições climáticas, até eletrodomésticos e eletroeletrônicos capazes de funcionar (serem ligados/desligados, terem sua potência reduzida/majorada) automaticamente, mediante estímulos diretos do sistema ou ordem eletrônica (via email, sms, etc) emitida pelo proprietário.

Todas estas tecnologias atribuem às redes três características a partir das quais as principais funcionalidades e vantagens do sistema irão germinar: o fluxo de informações em tempo real, a capacidade de auto-cura (*self-healing*) e as comunicações bi-direcionais de energia e informações entre o usuário final e a rede.

Iremos aqui, porém, analisar unicamente as inovações e tecnologias que maiores desafios geram aos reguladores, atrelando o seu exame ao escopo final deste trabalho<sup>20</sup>.

As primeiras delas são, no campo da distribuição e do fornecimento, os medidores inteligentes (*smart meters*), equipamentos que, tal como os medidores analógicos, realizam a leitura do consumo – e, se for o caso, da produção – de energia elétrica pelos usuários finais; porém, diferentemente daqueles, em virtude de realizarem a leitura de dados de forma digital

---

<sup>18</sup> ERGEG (2009, p. 12)

<sup>19</sup> Cf. ERGEG (2009, p. 6-7), “a futura *smart grid* será estruturalmente muito semelhante à rede ‘convencional’ de hoje. Ela será construída de alumínio, cobre e ferro e terá muito alta tensão, alta capacidade de circuitos para transferência de grandes volumes de energia em todo o país e entre países, e redes de média e baixa tensão para conectar a maioria dos consumidores. Uma das principais diferenças, contudo, será a adição de uma rede de comunicações à rede de eletricidade. Isto permitirá o controle inteligente da geração e da demanda, bem como da configuração da rede e a recuperação após falhas. (...) Mesmo que não haja nenhuma mudança substancial na ‘arquitetura’ física das redes de energia elétrica (ou seja, “hardware”), haverá uma mudança de paradigma na forma como as redes de eletricidade serão planejadas, operadas e mantidas no futuro”. E acrescenta: “Embora os elementos de inteligência também existam em muitas partes das redes já existentes, a diferença entre a grade de hoje e de uma rede inteligente do futuro é, principalmente, a capacidade da rede para lidar com mais complexidade que hoje de uma forma eficiente e eficaz” (p. 11)

<sup>20</sup> Sobre as diversas tecnologias empregadas, v. Anexo I para experiências em projetos-piloto e MOMOH (2012, p. 16-27, 51-98, 100-159)

e estarem conectados diretamente à rede, viabilizam não só a coleta mais exata e pormenorizada dos fluxos de energia, como emitem sinais e informações constante e diretamente ao sistema, tornando despiciente a sua leitura manual ao fim do mês ou de período predeterminado para o lançamento da fatura.

Além disso, *i.e.* além de emitirem informações ao sistema, são também capazes de receber dados e informações do sistema – daí a natureza bi-direcional das comunicações –, podendo informar ao usuário final a variação do preço da energia periodicamente (de 3 em 3, de 5 em 5 minutos, ou de hora em hora, p. ex., a depender de sua programação), o histórico de consumo e os valores acumulados a serem pagos.

Tais equipamentos, portanto, possuem duas principais funções: “fornecer dados sobre uso de energia aos consumidores (usuários finais) para ajudar a controlar o custo e o consumo; enviar dados aos fornecedores para fins de controle de demanda, requerimentos de fornecimento em horários de pico e desenvolvimento de estratégias de fixação de preços baseadas nas informações de consumo e/ou em leituras de dados automatizadas”<sup>21</sup>.

A sua inovação não repousa apenas em viabilizar uma maior quantidade de informações acerca do sistema, mas uma informação de melhor qualidade, mais precisa e mais atempada, que flua bidirecionalmente, permitindo ao operador do sistema “planejar, desenhar e operar de forma mais rápida, inteligente e mais eficiente”<sup>22</sup>.

A comunicação bi-direcional entre rede e usuário final, em consequência, viabiliza um conhecimento mais profundo e em tempo real, da parte do fornecedor, sobre as exigências e volumes de consumo individuais e possibilita tanto compatibilizar de forma automatizada e quase instantânea demanda e oferta, quanto fixar preços condizentes com os padrões da demanda, a fim de atrelar o preço final ao custo real da energia em cada momento.

Além disso, a ligação digital dos *smart meters* à rede permite aos fornecedores ligá-los e desligá-los remotamente, sem a necessidade de intervenção física de funcionários da operadora, o que tem o condão de melhorar a qualidade e a celeridade de serviços mas, ao mesmo tempo, gera profundas complexidades no que tange à possibilidade de desligamento remoto e automático no caso de débitos ou excesso de consumo, que deverão ser devidamente endereçadas pelo regulador.

Da parte dos consumidores, a recepção de sinais periódicos da rede quanto ao custo e o volume histórico e real de consumo permitir-lhes-á tomar decisões informadas e gerenciar de forma direta e ativa a sua demanda, seja para reduzi-la globalmente, seja para adaptá-la aos

---

<sup>21</sup> MOMOH (2012, p. 21)

<sup>22</sup> HAUSER; CRANDALL (2012, p. 4)

momentos do dia em que o preço da energia se verifique mais reduzido (v.g. programar para operar equipamentos eletrônicos que demandem alto volume de energia – máquinas de lavar roupas e louças, aquecedores e ar-condicionados, etc. – quando o preço da energia for o menor possível), contribuindo decisivamente para o incremento da eficiência energética.

Ademais, segundo melhor explicaremos à frente, as redes inteligentes viabilizarão a integração eficiente da geração distribuída ao sistema, permitindo que cada vez mais consumidores se tornem, também, produtores de energia elétrica, podendo injetá-la no sistema e, conseqüentemente, ser remunerados por isso.

Nesse particular, os sinais de preço emitidos pelos *smart meters* viabilizarão aos consumidores-produtores (*prosumers*<sup>23</sup>) eleger os momentos do dia em que será economicamente eficiente utilizarem a energia por si produzida (v.g. por painéis solares no teto das residências) ou armazenada (v.g., em baterias de carros elétricos), adquirirem energia do sistema ou injetarem a energia produzida ou armazenada no sistema, recebendo a respectiva contrapartida financeira.

Logo, os *smart meters* servirão à medição tanto da energia efetivamente consumida, quanto da energia fornecida ao sistema e da respectiva voltagem local em tempo real, contribuindo, em última instância, não só para a dinamização do mercado energético, como para o balanceamento geral da rede e entre a demanda e a oferta.

Arelada às funcionalidades dos *smart meters* há as AMIs, que são o conjunto formado por aqueles, a rede e a infraestrutura de comunicação e informação; *i.e.* a plataforma que permite a comunicação de dados e informações do consumidor para o fornecedor e vice-versa e emite as respostas correspondentes autonomizadamente. Nas palavras de POUDINEH e JAMASB (2012, p. 7), “Essas infraestruturas juntas permitem um imediato *feedback* quanto ao preço, quedas de energia e qualidade da energia, viabilizando que o fornecedor do serviço enderece rapidamente as deficiências da rede e as respostas dos consumidores às variações de custo de fornecimento”.

*Smart meters* e infraestruturas AMIs, no entanto, não são capazes de, sozinhos, atingir as principais funcionalidades das *smart grids* se não forem acompanhadas da implementação de uma *Home Area Network* (HAN), que consiste no conjunto de equipamentos e aplicações eletroeletrônicos interconectados dentro de uma residência. Abarca os *smart meters*, as *smart appliances*, os *In-Home display* (IHD) e a rede digital conectada à internet (*web*) que

---

<sup>23</sup> A expressão refere à nova postura pró-ativa que se espera dos consumidores com o advento das *smart grids*, tornando-se verdadeiros atores do sistema (NEGERI; BAKEN, 2012, p. 73)

monitora e realiza a comunicação integrada dos dados e informações geradas<sup>24</sup>, podendo ou não integrar a micro-geração ou geração distribuída (sobre a qual nos debruçaremos mais à frente).

*Smart appliances* são eletrodomésticos e eletroeletrônicos (geladeiras, máquinas de lavar, computadores, lâmpadas, baterias, etc.) sensíveis às variações do sistema, *i.e.* da rede de energia elétrica, e capazes de responder aos seus sinais. Uma vez integrados à rede digital, podem operar automaticamente ou ser programados para entrarem em funcionamento ou desligarem, reduzirem ou aumentarem a sua potência de acordo com as variações do preço da energia e da frequência da rede, levando à potencialidade de reduzir drasticamente o volume de consumo nos horários de picos (em que o custo da energia é mais alto) e durarem mais tempo, em razão de sua qualidade de “auto-proteção” quanto às variações de voltagem e frequência.

Os IHDs são aplicativos que permitem ao usuário verificar os níveis de consumo de energia (total ou por equipamentos específicos, p. ex.), podendo ser mais ou menos elaborados, com gráficos, comparações com consumos históricos, etc.

Congregando todas estas funcionalidades, as HAN, então, são uma “rede eletrônica de informação conectada a um controle central que age como um sistema de gerenciamento de energia [*Energy Management System (EMS)*]. (...) O EMS é um processor de decisões que controla o uso da energia no prédio, organiza as respostas da demanda aos sinais da rede, controla a geração distribuída, o carregamento e armazenagem de veículos elétricos e produz uma interface com os mercados retalhistas de eletricidade. O EMS é um dispositivo inteligente que atua como coordenador dos equipamentos que englobam a HAN. Mantém regras previamente definidas pelo usuário quanto à temperatura ambiente, assim como quanto aos equipamentos e outras fontes de consumo que devam ou não ser desligados. Estas regras podem ser baseadas no preço da eletricidade para um momento particular (e.g., quando exceder certo limite), ou condições correntes (e.g., a hora do dia que uma determinada atividade usualmente é realizada), ou em resposta a um comando de um agente externo (e.g., uma ordem de redução de um provedor de serviço)”<sup>25</sup>.

É, assim, a integração e conexão entre *smart meters*, *smart appliances* e o monitoramento digital e em tempo real destas aplicações, ligadas a um gerenciador central, que permite aos usuários efetivamente controlarem a demanda, o consumo e a produção à

---

<sup>24</sup> MOMOH (2012, p. 18)

<sup>25</sup> REGULATORY ASSISTANCE PROJECT (2009, p. 6-15)

vista dos sinais de preço emitidos pela rede e ativá-los como atores efetivamente participantes do sistema.

Subindo na escala de dimensão geográfica, há a *Wide-Area Network* (WAN)<sup>26</sup>, que consiste em uma rede de comunicações à rede de distribuição, englobando todas as subestações e realizando interfaces com os diversos equipamentos e agentes que operam em conexão com a distribuição (produtores de geração distribuída, armazenadores, bancos de capacidade, transformadores, religadores, etc).

Enfim, a WAN agregará todas as HANs ao sistema de distribuição, abarcando tanto tecnologia de comunicação bi-direcional, quanto sensores e monitores computadorizados para avaliar a qualidade da energia fornecida, garantir a estabilidade da rede, identificar quedas de energia, isolar regiões com falhas e restabelecer à normalidade o sistema.

As comunicações bi-direcionais no seio da WAN podem ser realizadas mediante diferentes tipos de plataforma: *wired*, *wireless* e *power line communication* (PLC). Nas duas primeiras, são utilizadas as redes de telefonia, internet e rádio já implementadas; no último caso, a comunicação é realizada através das próprias redes de energia elétrica, que passam também a transmitir dados e até voz.

No plano da operação da rede – transmissão e distribuição –, a infraestrutura da *smart grid* contém sensores digitais que “detectam flutuações na oferta e demanda, modificam a rota das correntes elétricas para regiões de alta demanda e ao redor de zonas experimentando distúrbios, ativam controladores que podem iniciar o despacho de geradores”<sup>27</sup>, tecnologias que isolam e auto-restauram o sistema e realizam um auto-diagnóstico do sistema, além de tecnologias que expandem a capacidade da rede, reduzem perdas e melhoram o fluxo das correntes, sobretudo na seara da alta-tensão.

Estas inovações permitirão não só aumentar a capacidade, a estabilidade e a resiliência do sistema, melhorando a qualidade dos serviços e fomentando o crescimento da economia como um todo<sup>28</sup>, como potencializarão uma maior integração de diversas (em número e tipo)

---

<sup>26</sup> MOMOH (2012, p. 17)

<sup>27</sup> FERREY (2012, p. 4)

<sup>28</sup> Cf. ZHANG (2011b, p. 7), “a queda de energia na Costa Leste dos Estados Unidos e Canadá em 2003 custou de \$7 a \$10 bilhões. No total, quedas de energia custam pelo menos \$100 bilhões por ano, em média”. Cf. GALVIN ELECTRICITY INITIATIVE (p. 5), “As tecnologias *smart grid* irão reduzir custos de distúrbios de energia à Economia dos Estados Unidos na ordem de \$49 bilhões por ano”, reduzindo também “a necessidade de massivos investimentos em infraestrutura entre \$46 bilhões e \$117 bilhões nos próximos 20 anos”.

fontes de energia, sejam elas localizadas mais próximas ou afastadas dos grandes centros de consumo, sejam elas contínuas ou intermitentes, como as renováveis<sup>29</sup>.

Especificamente no plano da geração, as inovações integrantes das *smart grid*, por fornecerem informações precisas e em tempo real relativamente ao volume de consumo e à demanda e oferta, permitem melhor equalizar a relação entre a energia produzida e a energia consumida – racionalizando e tornando mais eficaz, assim, a operação do sistema e as ordens de despacho – e, conseqüentemente, integrar nas bases formadoras da tarifa os reais custos de geração de energia elétrica em cada momento – os quais hodiernamente são praticamente virtuais, pagando os consumidores uma tarifa que não corresponde aos efetivos custos incorridos pelo produtor, sobretudo em horários de pico.

Vêm sendo, ainda, desenvolvidas tecnologias de armazenamento de energia na rede mais eficientes<sup>30</sup>, que tornam mais palatável e eficiente a integração de fontes energéticas intermitentes e potencializam ao próprio usuário final tornar-se fornecedor de energia para o sistema, sobretudo com o desenvolvimento das baterias de carros elétricos, que permitirão a injeção da energia armazenada nestas baterias na rede.

Em acréscimo, o gradual barateamento das tecnologias de geração renováveis ampliará a capacidade de micro-geração por parte dos consumidores, que poderão, além de se auto-suprir com a energia gerada a partir de suas pequenas centrais, injetar energia no sistema e participar do mercado elétrico como fornecedores.

Da mesma forma, a demanda cada vez mais crescente por segurança no abastecimento e por fontes renováveis, conjugada com o gradual aumento da capacidade do sistema de integrar energias intermitentes e gerir autonomizadamente inúmeras interligações e um fluxo cada vez maior e complexo de energia, vem ensejando a ampliação<sup>31</sup> da geração distribuída<sup>32</sup>,

---

<sup>29</sup> O desenvolvimento das redes inteligentes, assim, torna-se indispensável seja para zonas menos eletrificadas e/ou com redes menos evoluídas/obsoletas, como é o caso, p. ex., dos USA e dos países menos desenvolvidos, voltando-se primordialmente à melhoria da qualidade e à segurança do abastecimento, seja para zonas mais eletrificadas com redes mais atualizadas, no caso da EU, contribuindo destacadamente para a majoração da eficiência energética e a promoção do desenvolvimento sustentável do setor (v.g. o atingimento das metas 20-20-20 – 20% de integração de energia renovável, 20% em redução do consumo e 20% em redução de emissões de gases que causam o efeito estufa, cf. Directivas 2012/27/EU, 2009/125/CE, 2010/30/EU, 406/2009/CE e 2006/32/CE).

<sup>30</sup> v. MOMOH, (2012, p. 154-158)

<sup>31</sup> A geração distribuída é particularmente incentivada pela EU, dispendo a Diretiva 2009/72/CE que “os Estados-Membros devem assegurar a existência de procedimentos de autorização específicos para a produção descentralizada em pequena escala e/ou a produção distribuída, que tenham em conta a sua reduzida dimensão e impacto potencial” (artigo 7º, nº 3) e que “ao planificar o desenvolvimento da rede de distribuição, o respectivo operador deve considerar o recurso a medidas de eficiência energética/gestão da procura ou de produção distribuída que permitam evitar a necessidade de modernizar ou substituir capacidades” (artigo 25º, nº 7). Já é substancial a entrada de geração distribuída em países como a Dinamarca e o UK, apresentando aquele primeiro



*i.e.* de fontes geradoras de pequeno, médio e inclusive grande porte<sup>33</sup> conectadas diretamente à rede de distribuição, voltadas a suprir as demandas energéticas localmente, evitando, assim, em princípio, investimentos em extensão da rede de transmissão e em perdas no transporte da energia, por se situarem próximas dos ou nos próprios centros de consumo.

Sob esta tendência, novos formatos organizativos locais começam já a surgir, como é o caso das *microgrids* e do *modelo de células* proposto por OVERBEEKE e ROBERTS (2002, p. 16).

As *microgrids*, conforme DONKELAAR e SCHEEPERS (2004, p. 29), são “pequenos sistemas elétricos que podem operar independentemente do sistema elétrico de massa [*bulk power system*, referente ao sistema elétrico central, tradicional, conforme operado hodiernamente]. São compostas pela produção de energia distribuída e recursos de armazenamento de energia interconectados por um sistema de distribuição. Podem operar em paralelo ao sistema elétrico de massa durante operações normais e transformar-se em operações isoladas [*islanded (stand-alone)*] durante condições anormais como interrupção [*outage*] do fornecimento de massa ou emergência. *Microgrids* podem também ser criadas sem conexão com um fornecimento de massa e operar integralmente [*full-time*] como uma ilha independente”.

O *modelo de célula*, por sua vez, refere a áreas de controle locais no nível da baixa e média tensão que são gerenciadas autonomizadamente, em termos de controles de tensão e energia reativa (*Var*), conexão e trocas de energia com células adjacentes, isolamento em caso de interrupções e falhas e coleta e processamento de dados e informações<sup>34</sup>.

Ambos institutos denotam o mesmo fenômeno: o surgimento, com a inserção da geração distribuída, de núcleos energéticos autônomos ao sistema central, que geram,

---

país mais de 30% do total da energia gerada em geração distribuída. Para um quadro comparativo da cota de geração distribuída em cada um dos países membros da EU, COSSANT *et al.* (2009a, p. 1.146).

<sup>32</sup> “Bens de geração distribuída são geralmente pertencentes aos consumidores e repousam em um espectro de tecnologias de geração que entregam eletricidade diretamente ao consumidor. Painéis fotovoltaicos *onsite*, e turbinas de vento de pequena escala são exemplos familiares. As fontes de geração distribuída emergentes incluem geotérmicas, biomassa, células de combustível de hidrogênio livre de carbono, PHEVs, e baterias para armazenamento de energia. Fontes de energia renováveis são não apenas amigas do ambiente; elas criam oportunidades de redução de custos para os consumidores que poderão gerar energia em excesso às suas próprias necessidades e vender o excedente à rede” (U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2008, p. 9- 10). A Diretiva 2009/72/CE define a produção distribuída em termos gerais, como “centrais de produção ligadas à rede de distribuição” (artigo 2º, nº 31)

<sup>33</sup> Como regra, a capacidade da geração distribuída é normalmente inferior a 50 MW e opera em tensões de 230/400V até 110kV (DONKELAAR; SCHEEPERS, 2004, p. 19). No entanto, há também, cf. EUROLECTRIC (2013, p. 2), plantas geradoras de grande porte diretamente conectadas à rede de distribuição, especialmente de matriz renovável.

<sup>34</sup> OVERBEEKE; ROBERTS (2002, p. 16)

transportam e ofertam energia elétrica aos usuários finais. Tais núcleos podem ser auto-suficientes ou não, importar ou exportar energia do/para o sistema central e isolar-se automaticamente, impedindo a sua contaminação no caso de falhas e interrupções ocorridas no sistema central ou vice-versa.

O que há de comum a ambos modelos e verdadeiramente inovador é a possibilidade – e, mesmo, a necessidade – de estes núcleos autônomos (ou autonomizáveis) serem individualmente gerenciados, balanceados, monitorados e servidos, o que, veremos ao longo do presente trabalho, impacta decisivamente a atual modelagem regulatória, seja para deslocá-la do mercado grossista para o mercado retalhista, seja para adaptá-la a uma realidade cada vez mais individualizada e customizada dos diferentes atores e cenários regulados.

Em suma, “a *smart grid* permite o monitoramento inteligente e em tempo real da rede de energia elétrica, viabiliza o balanceamento entre oferta e demanda quase que instantâneo, detecta roubos e desperdícios, responde a quedas de energia, automatiza cobranças de tarifas, permite a desconexão remota, e irá dotar os consumidores e empresas de ferramentas de gerenciamento de energia e informação. Sendo assim implementada, a *smart grid* irá revolucionar a transmissão e distribuição de energia elétrica. E quando estiver completada, irá transformar a sociedade de uma forma similar à internet – senão ainda mais”<sup>35</sup>.

A transposição das *smart grids* do plano das ideias e das promessas para a realidade, concretizando todas as suas potencialidades e vantagens, porém, não será tarefa fácil, demandando do poder público, em especial do regulador, intensos e contínuos esforços em edificar um ambiente propício e adequado ao desenvolvimento e implementação destas novas tecnologias, porquanto estas nem sempre se mostram compatíveis com o sistema regulatório atual, além de ameaçarem a hegemonia das grandes empresas produtoras que hoje figuram no mercado elétrico.

## **2. Os Primeiros Desafios Regulatórios: modelagem da indústria para eficiente instalação, manutenção e operação das redes inteligentes**

Malgrado breve, a explanação *supra* é já suficiente para denotar as inúmeras vantagens que podem advir da implementação das *smart grids* e, por outro lado, as profundas complexidades que suscitam na dimensão regulatória.

---

<sup>35</sup> CASTRO; DUTRA (2012, p. 1). Para um quadro esquemático dos elementos que compõem as *smart grids* e suas funcionalidades e quais atores são beneficiados, v. U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2008, p. B-1 a B-6)

O advento das *smart grids* não só permite, como deve ensejar uma análise e revisão críticas dos paradigmas sobre os quais se estruturou a indústria energética atual, de forma que os erros e ineficiências do passado sejam expurgados do novo modelo, que experiências vitoriosas sejam mantidas e aprofundadas e novas propostas sejam testadas.

A obsolescência da infraestrutura elétrica na grande maioria dos países do globo evidencia a impossibilidade de se perpetuarem as práticas hoje em voga.

Um novo modelo ordenador, que enderece adequadamente pontos cruciais atinentes à modelagem e organização da indústria, como o financiamento, a recuperação dos investimentos e a formação das bases tarifárias, faz-se verdadeiramente essencial para a dinamização do setor.

A concretização do projeto *Smart Grid* reclamará intensos investimentos em todos os segmentos do setor elétrico, sobretudo nos campos da distribuição e transmissão de energia<sup>36</sup>. Vultosos recursos deverão ser alocados na aquisição e instalação de equipamentos e plataformas digitais de avançada tecnologia, bem como no desenvolvimento de novos serviços, no aprimoramento e compatibilização dos serviços já existentes, na formação e treinamento de mão-de-obra especializada para operar, gerir e também regular as novas redes inteligentes e na educação e informação dos consumidores.

E, para além destes investimentos iniciais de altíssima monta, faz-se necessário o constante dispêndio de recursos em pesquisa e desenvolvimento de tecnologias cada vez mais adequadas e eficientes e na manutenção e atualização dos bens que compõem a infraestrutura da nova rede elétrica, uma vez que o sucesso das *smart grid* mostra-se umbilicalmente conectado à contínua evolução tecnológica da rede, impondo o compromisso de escapar à obsolescência – sob pena de incorrer-se nos mesmos erros e equívocos que resultaram no malogro da rede elétrica atual em evoluir *pari passu* às demandas da sociedade contemporânea.

Está-se, então, a falar de bilhões e bilhões de dólares/euros a serem despendidos em um relativamente curto espaço de tempo, visto que a reformulação do setor elétrico e a solução de seus problemas mostram-se urgentes e inadiáveis.

À evidência, nenhum dos atores envolvidos têm condições de, sozinho, pagar esta conta – nem os Estados, nem a indústria, nem os usuários.

---

<sup>36</sup> Cf. CASTRO; DUTRA (2012, p. 2), quanto a USA, “os mais importantes investimentos precisam ser feitos nas redes de distribuição (\$ 231 a \$ 339 bi) e transmissão (\$82 a \$90 bi)”. Na EU, estima-se que os investimentos requeridos para atualização do sistema elétrico são da ordem dos 1,7 trilhões de euros, conforme a *International Energy Agency*.

Os cada vez mais constrictos e comprometidos orçamentos públicos, notadamente no presente período de crise e recessão, não são bastantes a fazer frente a tais despesas, não sendo despiciendo anotar que a posição político-ideológica adotada pela quase totalidade dos países ocidentais em retrair a sua intervenção direta na economia para atuar somente como orientador e ordenador dos agentes do mercado sequer os permitiria ou estimularia a fazê-lo<sup>37</sup>.

Da parte da indústria, põem-se, em primeiro plano, dúvidas quanto à capacidade do mercado de, sozinho, angariar e disponibilizar tais vultosos montantes para financiamento.

É certo que há já inúmeras técnicas e estratégias de *project finance*<sup>38</sup> que poderiam levar a cabo o financiamento das *smart grids*. Contudo, a disponibilidade e o custo do capital são diretamente proporcionais aos riscos e potenciais do retorno dos investimentos.

Inobstante as *smart grids* apresentem grandes promessas e projeções de êxito<sup>39</sup>, o malogro e as complicações enfrentadas por diversos projetos-piloto implementados principalmente na Europa e nos Estados Unidos denotam desde logo que o caminho a ser percorrido desde o financiamento até o retorno dos pesados investimentos a serem realizados não é imune a incertezas, turbulências e frustrações.

Este cenário é agravado pelo fato de que ainda não foram acordados e fixados os principais *standards* técnicos e condições de interoperabilidade das *smart grids*, *i.e.* ainda não emergiram neste mercado tecnologias vencedoras, transformando os investimentos realizados em equipamentos e inovações que porventura não venham a prevalecer ou a compatibilizar-se operativamente com o sistema em decisões de alto risco.

De resto, também não são certos o grau de acolhimento por parte dos consumidores das tecnologias integrantes das *smart grids*, tampouco os níveis de valor agregado que estariam dispostos a pagar em virtude das prometidas melhorias na qualidade e segurança dos serviços e novas facilidades que as redes inteligentes poderiam proporcionar.

Isto não só gera hesitações por parte da indústria quanto a se realmente valeria a pena encampar este projeto, como patenteia a impossibilidade de se remeter o financiamento do

---

<sup>37</sup> Cf. GONÇALVES (2013, p. 55), “enquanto sistema ou estrutura de realização do bem comum, o modelo institucional do Estado de garantia situa-se a meio do caminho, num ponto intermédio, entre dois modelos extremados- o *modelo de Mercado* e o *modelo de Estado* –, propondo a doutrina designá-lo *modelo de regulação* (...) [que] traduz o resultado de uma interação e de uma partilha otimizada de tarefas e de responsabilidades entre as duas polaridades, rejeitando a tendência totalitária e excludente em que se centram os dois primeiros modelos. O novo grau ou patamar da responsabilidade pública de garantia procura promover a articulação entre os dois polos ou subsistemas em que se divide uma comunidade politicamente organizada – Estado e Sociedade (Mercado) –, de modo a preservar a racionalidade inerente de cada um deles e aproveitar as respectivas vantagens”

<sup>38</sup> v. CALVÃO DA SILVA (2008, p. 56-61)

<sup>39</sup> QUINN; REED (2010, p. 852) vislumbram que, “na Europa, o mercado das SG [*smart grids*] valerá \$9,1 bilhões em 2020, com um valor acumulado de mais de \$80 bilhões nos próximos 10 anos; nos US, o mercado pode crescer a \$56 bilhões em 2016”

projecto *Smart Grid* tão-somente para os usuários pela via da tarifa, a qual já é por demais elevada e sujeita a intensos questionamentos hodiernamente para ser elevada sem que os afetados por tal medida a considerem legítima e necessária.

A estas dificuldades conjunturais, somam-se outras de cunho estrutural, que remetem diretamente à modelagem das políticas públicas e estruturas regulatórias de formação de preços e retornos de investimentos que têm hoje lugar no setor energético.

Como regra, os correntes preços praticados pelos diversos operadores que atuam na seara energética são altamente regulados e atrelados, direta ou indiretamente, aos custos despendidos pelos agentes econômicos no desempenho de suas funções<sup>40</sup> e ao volume de energia gerada/transmitida/distribuída/fornecida.

Por esta razão, os retornos dos investimentos realizados pela indústria encontram-se não só atrelados às condições e limites impostos pelo regulador, como, na extensão dos custos operacionais ou de capital previamente definidos como passíveis de integrar a tarifa, garantidos.

---

<sup>40</sup> Isto pode ser facilmente explicado em razão da constituição histórica da rede elétrica. Como monopólio natural, insuscetível à competição, e tradicional serviço público industrial, prestado em larga maioria por empresas estatais, o setor elétrico ficou blindado, durante anos, à lógica do mercado. Uma vez liberalizado e sujeito à concorrência, mostrou-se necessário controlar intensamente os preços e garantir que os investimentos realizados pelos operadores em prol da universalização, atualização e melhoria da qualidade dos serviços tivessem retorno garantido, sob pena de não serem alcançados os interesses públicos sensíveis que se encontram diretamente conectados à prestação destes serviços. No entanto, conforme demonstraremos ao longo do presente trabalho, o incremento da competição nestes mercados, o surgimento de novas técnicas regulatórias e contratuais e a modificação da própria lógica que permeia a relação prestador-usuário no setor energético não mais justificam sejam mantidas tais estruturas. Não podemos, porém, deixar de fazer referência aos problemas decorrentes de e as críticas enfrentadas pela nova modelagem do setor elétrico advindo de sua liberalização nos anos 1980 e 1990, afigurando-se paradigmática nesse tocante a crise energética californiana por volta dos anos 2000, refletida em altos preços finais da energia elétrica e em graves problemas de segurança no abastecimento. Segundo UTRAY (2004, p. 373-375), a liberalização do mercado naquele Estado acabou por levar a que as três principais empresas elétricas californianas procedessem à separação de suas atividades de transporte em três companhias especializadas com “uma nítida implantação geográfica – a que corresponde a suas matrizes – sem chegar a constituir uma autêntica rede malhada de transporte em seu conjunto, mas uma justaposição de grandes linhas de 400kV”. Ademais, Califórnia “separou a função de Operação do Sistema da função de operação do Mercado e ambas, por sua vez, da de Transporte. Mas estas medidas reponderaram, como em todos os países onde iniciou-se a mudança [estrutural do mercado elétrico], a compromissos entre os interesses concorrentes e não aos resultados da implantação de um modelo teórico concebido sem restrições”. A despeito disso, a evolução do novo modelo de mercado liberalizado de energia, com a desregulamentação gradual das atividades de geração e comercialização e o amadurecimento das fragmentações ocorridas no início destas mudanças e da própria postura do regulador perante a indústria, vem se mostrando positiva, o que pode ser comprovado pela própria posição de destaque do Estado californiano em matéria elétrica, sendo a região que mais cedo e mais profundamente desenvolveu projetos e arcabouços regulatórios atinentes às redes inteligentes.

Daí afirmarem unissonamente<sup>41</sup> os estudiosos do setor que a indústria é tradicionalmente caracterizada por ser um negócio avesso a altos riscos e, os agentes, companhias não maximizadoras de lucro<sup>42</sup>.

Porque somente alguns tipos de investimento têm retorno garantido mediante aprovação regulatória e, por outro lado, os custos encontram-se normalmente cobertos por tarifas, os operadores possuem “muito poucos incentivos em examinar novos modelos de negócio, produtos ou ideias que não digam diretamente com as competências típicas de vender eletricidade aos consumidores”<sup>43</sup>.

Nas palavras de BROWN e SALTER (2010, p. 10), “em relação a inovações tecnológicas, as companhias reguladas tendem a eleger caminhos conservadores, não inovadores. A razão básica para tal caminho é que, como companhias reguladas, os potenciais bônus que poderiam advir da inovação são quase sempre limitados por retornos regulados”<sup>44</sup>.

Conforme já tivemos oportunidade de elucidar, são substanciais os riscos atinentes ao estabelecimento das *smart grids*, o que, *per se*, já dificulta o encampamento deste projeto pelas operadoras, visto não receberem substanciais incentivos da parte dos esquemas regulatórios ora em vigor que justificassem a assunção de investimentos que não foram, ainda, aprovados e legitimados pelo regulador<sup>45</sup>.

Ademais, a existência de custos afundados (*sunk costs*<sup>46</sup>), irrecuperáveis, característicos das indústrias de infraestrutura, e a peculiaridade de as *smart grids* envolverem

---

<sup>41</sup> v., p. ex., QUINN; REED (2010, p. 852), HARTMAN; SIEH (2010, p. 10), BROWN; SALTER (2010, p. 9), SILVA (2008, p. 140), ELETRIC POWER RESEARCH INSTITUTE (2011, p. 12), WORLD ENERGY COUNCIL (2012, p. 29), U.S. DEPARTMENT OF ENERGY (2008, p. 14)

<sup>42</sup> QUINN; REED (2010, p. 852)

<sup>43</sup> *Idem*, p. 852

<sup>44</sup> Ratificam tais constatações o WORLD ENERGY COUNCIL (2012, p. 9) e o U.S. DEPARTMENT OF ENERGY (2008, p. 14), ao afirmarem, respectivamente, que “na Europa, os presentes esquemas tarifários presentes na maioria dos países não inclui incentivos suficientes para implementar uma pesquisa em larga escala, desenvolver e demonstrar projetos que sejam necessários, já que a maioria das estruturas tarifárias atuais permitem somente o financiamento de reforço de linhas, mas não necessariamente a implementação de soluções mais inteligentes” e “muitos dos modelos atuais de negócios das *utilities* são baseados em a *utility* ganhar um retorno negociado em investimentos de capital prudentes. Não é surpreendente, assim, que as *utilities* responsáveis em realizar investimentos prudentes se foquem em minimizar riscos. Consequentemente, as *utilities* são usualmente lentas em adotar novas tecnologias que não foram ainda extensivamente provadas fora de laboratórios”.

<sup>45</sup> Cf. ZHANG (2011b, p. 38), “nem a E.U., nem os U.S. apresentaram um plano compreensivo para endereçar a recuperação de custos pelas operadoras. Apesar de a recuperação de custos poder ser específica para um grupo particular de consumidores e para o governo local, o desenvolvimento da *smart grid* requer uma estrutura regulatória consistente e incentivadora para permitir que os implementadores sejam como os seus investimentos irão se desenvolver, com ou sem retorno. Ainda que não em legislação específica, pode ser útil uma direcção [*guidance*]. No fim, precisa haver clareza e consistência na regulação governamental”.

<sup>46</sup> “As redes são, na maioria dos casos, dedicadas, isto é, carregam apenas um produto. Investimentos no sistema de transmissão em rede (como tubos de água enterrados ou cabos elétricos) são maiormente irrecuperáveis porque não podem ser convertidos em outros usos ou movidos para outros lugares, diferentemente de um investimento em um veículo, por exemplo. Uma vez pagos, estes custos são considerados afundados. Porque o

equipamentos digitais em estágios iniciais de evolução, cujas “taxas de depreciação relativas a uma parcela significativa do capital investido pode ser [somente] de 5 a 15 anos”<sup>47</sup>, criam um ambiente ainda menos propício a investimentos por parte da indústria, calcados em esquemas de taxas de retorno e preços regulados que foram desenvolvidos para bens cujos períodos de amortização e obsolescência eram muito mais diferidos.

E simplesmente incurrir na base tarifária tais custos – *i.e.* repassar integralmente ao usuário todos os dispêndios em atualização da rede, que se tornarão cada vez mais frequentes face à mais rápida obsolescência da infraestrutura – não pode ser a solução, tendo em vista a limitada capacidade financeira dos consumidores, a natureza essencial dos serviços de energia elétrica e, principalmente, o fato de nem todos os proveitos das *smart grids* serem exclusiva ou uniformemente aproveitados por todos os consumidores.

Em primeiro plano, veremos adiante (III.1), a (indispensável) evolução do mercado para uma lógica de eficiência atrelada a *standards* de resultados não permite a manutenção de um sistema segundo o qual os investimentos em infraestrutura realizados sejam todos repassados ao consumidor, independentemente de sua maior ou menor contribuição ao atingimento dos objetivos do sistema.

Em segundo lugar, há benefícios esperados das *smart grids* que dizem diretamente com ganhos de eficiência e expansão de capacidade de transmissão e interconexão que irão beneficiar primordialmente os próprios operadores (geradores, transmissores e distribuidores) e, assim, devem ser internalizados pela indústria, sem repasse ao consumidor final, vedando-se que os usuários acabem contribuindo de forma desproporcional para a implementação da nova rede.

Talvez ainda mais preocupante seja o fato de o projeto *Smart Grid* ter por objetivo precípuo a redução do consumo e a eficiência energética, o que poderia culminar, mantidas as bases regulatórias atuais para formação de preços baseadas em custos e volumes de energia fornecidos e consumidos, na redução da remuneração das operadoras, tornando-se, por conseguinte, um fator *desincentivador*.

Portanto, o retorno de investimentos a serem empregados na implementação das *smart grids* é, ainda, nebuloso, e, as estruturas regulatórias operantes hoje, não favorecem – podendo, inclusive, estorvar – a realização de investimentos por parte da indústria, razão pela

---

sistema de transmissão e entrega é em rede, coordenação dos fluxos do serviço (tráfego, electricidade, sinais de comunicação) ao longo do sistema é crítica para sua eficiência. Essa interconectividade significa também que os benefícios em investir em um ponto da rede dependem significativamente dos fluxos e capacidades de serviços em outros pontos” (WORLD BANK, 1994, p. 22)

<sup>47</sup> BROWN; SALTER (2010, p. 10)

qual não nos parece ser possível confiar que o projeto *Smart Grid* irá se desenrolar mediante a livre iniciativa e adesão dos atores privados.

Por estas e todas as demais razões expendidas até o momento, a concretização das *smart grids* deve ser encarada como uma tarefa conjunta e cooperativa – *multilateral*, em que todos os atores (Estado, indústria e consumidores) têm um papel a exercer, incumbindo, primeiramente, ao poder público<sup>48</sup>, criar as bases e os incentivos necessários à ativação e incitamento da indústria e dos consumidores em aderirem a este projeto.

Os incentivos governamentais podem ser tanto de natureza indutiva quanto ordenadora<sup>49</sup>.

Na dimensão indutiva, para além de fomento via estímulos gerais aos particulares visando a que encampem o projeto *Smart Grid*, tem-se mostrado essencial o aporte direto de recursos públicos para o desenvolvimento de projetos-piloto e a instalação de medidores inteligentes<sup>50</sup>, prevendo-se, ainda, o financiamento parcial, via fundos estatais (ou comunitários<sup>51</sup>), das próximas etapas de concretização das *smart grids*.

---

<sup>48</sup> Não estamos aqui a defender um retorno a modelo Estado Social, com vistas a responsabilizar o poder público pelo financiamento e gestão *direta* dos bens e serviços que consubstanciam as *smart grids*. Entendemos, ao revés, que o esgotamento da capacidade de financiamento público e a estrutura política-ideológica sob a qual se organizam a quase totalidade dos Estados ocidentais não tornam factível tal solução nos dias atuais. A nossa proposta, que, aliás, é corroborada pelas políticas que vem sendo desenvolvidas na EU, USA e em outros países cuja implementação das *smart grids* já é planejada e levada a cabo, é de uma intervenção *ativa*, mas *indireta*, do Estado na economia, mediante o fomento público e a ordenação, via regulação, das atividades a serem desempenhadas por agentes privados.

<sup>49</sup> Cf. MARQUES *et al.* (2008, p. 68-69), “A Constituição atribui ao Estado diferentes funções na organização do processo económico. É possível agrupá-las, de modo aproximado, em dois grandes tipos: - aquelas em que o Estado aparece como empresário – o Estado *como produtor ou distribuidor de bens ou de serviços*; - aquelas em que lhe cabe regular (condicionar, fiscalizar ou planear e promover) as actividades de terceiros – o *Estado regulador* -, os quais, sendo na sua maior parte agentes económicos privados, podem também ser cooperativos ou mesmo públicos. (...) Quando o Estado produz ou distribui bens ou serviços retira do mercado certas actividades, reservando para si o seu exercício, ou concorre com agentes económicos privados ou cooperativos na mesma actividade. Intervém, assim, por uma via directamente económica, ao passo que o Estado regulador possibilidade e condiciona positiva (incentivando) ou negativamente (proibindo) a actividade de terceiros, na qualidade de agente exterior ao mercado”. A intervenção direta do Estado se apresentaria factível somente na hipótese de, após adotar medida adequadas para incitar a indústria a aderir a este projeto, não haver sucesso e ter o governo de, através de sua própria estrutura burocrática, implementar o projeto, o que nos parece remoto, razão pela qual não trataremos aqui desta possibilidade.

<sup>50</sup> Paradigmática, nesse sentido, a experiência estadunidense. Em 2005 o *Energy Policy Act* desenhou políticas e planos públicos gerais para a implementação das *smart grids* no país, criando incentivos a uma lógica empresarial mais responsiva à resposta dos usuários e à implementação de tecnologias avançadas de transmissão. A indústria, porém, não aderiu massivamente ao plano governamental, tornando forçoso que, no *American Recovery and Reinvestment Act* de 2009, fossem previstas expressamente iniciativas de alocação direta de recursos, disponibilizando-se \$4.5 bilhões em fundos para projetos de *smart grid* e responsividade da demanda [demand response], financiamento de 50% dos custos de determinados projetos e de projetos-piloto e projetos de financiamento via bancos privados ou *Federal Financing Bank* (FERREY, 2012, p. 6-7). A presença de subsídios públicos para investimentos de *smart grids* é tendência global. Em ordem decrescente, os 10 governos federais que maiores estímulos concederam ao setor, em 2010, em milhões de dólares americanos, são: China, com \$7,323; USA, com \$7,092; Japão, com \$849; Coreia do Sul, com \$824; Espanha, com \$807; Alemanha, com \$397; Austrália, com \$360; UK, com \$290; França, com \$265; e Brasil, com \$204 (ZPryme, <https://zpryme.com/news-room/smart-grid-china-leads-top-ten-countries-in-smart-grid-federal-stimulus->



Na seara ordenadora, que constitui o foco da presente tese, é imperativa, pelos motivos expostos acima, uma mudança paradigmática do modelo regulatório para que os esquemas de retorno de investimento e as bases tarifárias não mais atuem como fatores inibidores da inovação e da eficiência, mas, ao revés, incentivem e compilam os operadores a um contínuo aprimoramento dos bens e serviços elétricos, estabelecendo, igualmente, um ambiente regulatório confiável e seguro aos investimentos a serem realizados.

A organização de uma estrutura eficiente e eficaz para angariar e garantir o financiamento das redes inteligentes passa, primacialmente, pela formatação jurídica da natureza dos bens empregados na constituição das redes, da natureza do título habilitante para o desempenho das atividades e da base tarifária fixada para a remuneração e compensação dos investimentos realizados.

É sobre estes pontos que passaremos a laborar nas próximas páginas.

---

investments-zpryme-reports.html *apud* U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2011, attachment C).

<sup>51</sup> Somente a EU alocou 1,8 bilhões de euros em 281 projetos-piloto de *smart grids* até 2012, implementados em 30 países do continente (EU-27, Croácia, Suíça e Noruega) (EUROPEAN COMMISSION, 2013, p. 4). Para os instrumentos de financiamento de investimentos em energia da Banca Européia, v. RICHTER JR. (2012, p. 108-110)

## PARTE II – OS NÚCLEOS PROBLEMÁTICOS DA REGULAÇÃO DAS REDES ELÉTRICAS

### 1. Formatação da titularidade da rede

As atividades integrantes do sistema elétrico são prestadas através de uma plataforma física interligada e organizada em forma de rede (a rede de infraestrutura elétrica), repousando, conforme temos visto, os investimentos a serem realizados em sede das *smart grids* na aquisição de inúmeros bens e equipamentos para atualização tecnológica e digitalização das redes analógicas hoje operantes.

Sendo assim, a perquirição dos meios e incentivos para o financiamento da instalação e manutenção das redes inteligentes passa pela análise da modelagem jurídica acerca do regime de propriedade dos bens que integrarão a nova rede elétrica, incumbindo-nos, no presente tópico, avaliar se, e em que medida, os diferentes regimes de propriedade podem influenciar na aquisição e operação eficiente daqueles bens.

Procuraremos, então, investigar se há uma modelagem do regime de propriedade (pública/privada) da rede que promova mais eficientemente o desenvolvimento das *smart grids*. Para tanto, analisaremos quais são os regimes de propriedade passíveis de serem aplicados, cotejando-os posteriormente a partir das experiências práticas existentes de modo a exarar as nossas conclusões parciais.

#### 1.1. Os regimes de propriedade dos bens

Os bens, relativamente à sua propriedade, são usualmente classificados entre públicos e privados, tendo em vista as características que lhe são ínsitas ou atribuídas.

Os bens puramente públicos, “conforme originalmente definidos por Samuelson (1954) possuem as características peculiares de serem não-excludentes e não-rivais em seu consumo”<sup>52</sup>.

Os puramente privados, ao contrário, são rivais e excludentes, significando, respectivamente, que o consumo por um indivíduo “automaticamente reduz o potencial consumo por outros indivíduos de uma igual fração”<sup>53</sup> do bem e que o proprietário pode excluir e/ou restringir a utilização do bem por terceiros, a fim de maximizar a sua utilidade.

---

<sup>52</sup> MCNUTT (2000, p. 927)

<sup>53</sup> BUCHANAN (1965, p. 3)

A (não-)rivalidade, diante disso, repousa na maior ou menor capacidade de um bem possibilitar igual utilidade a todos os indivíduos que dele se aproveitem relativamente à mesma fração ideal<sup>54</sup>.

A (não)-excludabilidade de um bem, por sua vez, recai sobre a possibilidade de o seu consumo ser individualmente mensurável e, conseqüentemente, de um indivíduo poder ser ou não impedido de utilizá-lo ou cobrado por consumi-lo concorrentemente com outros.

Esta característica pode emergir em virtude da própria natureza do bem, que impeça a sua mensuração individualizada e a sua divisão em frações materiais específicas, ou de uma opção jurídica.

Logo, há bens que, por sua própria natureza e características essenciais, são excludentes e rivais (bens puramente privados) ou não-excludentes e não-rivais (bens puramente públicos). E outros que lhes podem ser atribuídas qualidades de (não-)rivalidade) e (não)-excludabilidade, em diferentes graus<sup>55</sup>.

As infraestruturas se encaixam precisamente nesta última categoria.

Na medida em que o proveito retirado por cada utilizador de uma infraestrutura<sup>56</sup> – *in casu*, uma infraestrutura em rede de eletricidade – pode ser individualmente mensurável, *i.e.* é possível a aferição quantitativa do consumo realizado por cada um dos indivíduos que tiram proveito da infraestrutura da rede elétrica, a sua utilização pode se dar em bases excludentes, condicionando-se o seu aproveitamento a pagamento por parte dos usuários<sup>57</sup>.

Sendo assim, é possível desde logo constatar que as infraestruturas não consubstanciam bens públicos puros. Tampouco podem ser classificadas como bens privados puros.

Isto porque a sua utilização por um indivíduo não necessariamente exclui a utilização, em igual proveito, por outros.

Com efeito, conforme a própria prática demonstra e cujas razões técnicas elucidaremos abaixo, o seu grau ótimo de aproveitamento pressupõe um consumo coletivo, por diversos usuários, e não individualizado.

---

<sup>54</sup> FRISCHMANN (2012, p. 136)

<sup>55</sup> FRISCHMANN (2012, p. 136)

<sup>56</sup> Por infraestrutura, cf. SÁNCHEZ (2003, p. 51), entendemos as “instalações de valor estratégico, ramificadas pelo território e com conexão física entre seus extremos, caracterizadas por sua configuração unitária ao estarem entrelaçadas, sua capacidade limitada e sua duplicação anti-econômica devido aos seus altos custos de implantação, pelo que constituem condutores de passagem obrigatória para participar em um determinado mercado de interesse geral”

<sup>57</sup> RUFÍN (2004, p. 186)

Não são, assim, nem bens puramente públicos, nem bens puramente privados, possuindo, ao revés, uma natureza semi-pública<sup>58</sup>, ou mista.

### 1.1.1. Bens mistos: a Teoria dos Bens de Clube

Para os bens que pairam entre os dois extremos de bens puramente públicos e bens puramente privados, BUCHANAN (1965, p. 1), atestando a necessidade de distinguir o seu estudo e tratamento daqueles outros, desenvolveu a denominada Teoria dos Bens de Clube, proposta como “uma teoria de *associação cooperativa*, uma teoria que irá incluir como variável a ser determinada a extensão dos direitos de propriedade de consumo [*ownership-consumption rights*, que, grosso modo, corresponderiam aos direitos de uso/fruição da matriz latina] sobre diferentes números de pessoas”.

Funda-se, basicamente, na constatação de que há bens que têm o seu grau de utilidade e compartilhamento ótimos superior ao consumo individual ou por uma família (bens privados), mas inferior “a um número infinitamente grande”<sup>59</sup> (bens públicos).

Quer dizer, “o seu grau de ‘publicização’ é *finito*”<sup>60</sup>.

No caso dos bens que compõem a rede elétrica, os altíssimos custos implicados na construção e operação destas infraestruturas caracterizam-nas como economias de escala, em que o custo médio da produção decresce à medida que o volume de produção aumenta.

Logo, é inviável economicamente fornecê-los a um número reduzido de usuários (consumo individual ou por uma família), pois a sub-utilização da infraestrutura torna altíssimos e proibitivos os custos: “se a uma única pessoa é imposto arcar com todos os custos, lhe será impossível fruir os benefícios do bem”<sup>61</sup>, resultando em que “qualquer fruição desta instalação requer a organização de algum tipo de arranjo de partilha coletiva-cooperativa”<sup>62</sup>.

Por outro lado, é também ineficiente fornecê-los a um número infinito de usuários, tendo em vista a capacidade física limitada da rede e, em decorrência, a possibilidade de caracterizar-se o seu congestionamento, reduzindo o proveito que cada um dos usuários auferem com a sua utilização: “quanto mais pessoas forem avalizadas a compartilhar na fruição da

---

<sup>58</sup> RAA; GILLES (2000, p. 1)

<sup>59</sup> *Idem*, p. 2

<sup>60</sup> *Idem*, p. 2, grifo nosso

<sup>61</sup> *Idem*, p. 7

<sup>62</sup> *Idem*, p. 7

instalação, de um determinado tamanho, a avaliação de benefícios o indivíduo atribui ao bem irá, depois de certo ponto, declinar”<sup>63</sup>.

Em outras palavras, os custos marginais<sup>64</sup> de fruição da rede elétrica decrescem à medida que aumenta o número de usuários, chegando a zero quando a capacidade da rede encontra-se eficientemente aproveitada por um determinado número ideal de usuários – daí a sua natureza de bem coletivo.

Todavia, após este ponto, *i.e.* após atingir-se a capacidade física da rede, a entrada de novos usuários no sistema provoca o seu congestionamento, patenteando seu “grau de publicização” finito.

Em termos econômicos, a utilização eficiente de um bem de clube pauta-se em perquirir qual é o número máximo de usuários que dele podem tirar proveito sem reduzir a utilidade dos demais.

No caso da rede elétrica, a suscetibilidade ao congestionamento implica, ao mesmo tempo, em sua natureza excludente e potencialmente rival: tanto não pode ser utilizada indiscriminadamente por todos, quanto o aproveitamento da mesma fração ideal por todos os indivíduos pode reduzir a sua utilidade uma vez alcançado o limite da capacidade da rede, impondo custos acrescidos (os denominados “custos de congestionamento”) à operação do sistema.

Na indústria energética, o problema do congestionamento inclui, primeiramente, a depreciação física das redes operando no limite ou para além de sua capacidade<sup>65</sup> e, em última instância, a queda do sistema, implicando danos não só aos bens integrantes das infraestruturas que compõem a rede, como aos consumidores e à economia como um todo.

Para além disso, gera a necessidade do despacho sucessivo de fontes geradoras para atender ininterruptamente à demanda e da constante ampliação e reforço da capacidade física da rede, impondo pesados custos ao sistema.

Como é impossível expandir *ad infinitum* a capacidade de transmissão e geração de energia elétrica e são insustentáveis para a sociedade como um todo os efeitos do congestionamento, o problema precisa ser endereçado mediante a estruturação e organização

---

<sup>63</sup> *Idem*, p. 7

<sup>64</sup> O custo marginal é o custo de se produzir mais uma unidade de um bem. Como os custos de instalação e operação da rede elétrica são altíssimos, quanto mais usuários dividirem os custos de produção, menor será o total pago por cada consumidor, até o ponto ótimo em que produzir mais uma unidade do bem ou serviço, *i.e.* ofertar para mais um usuário o serviço de energia elétrica não traga custos adicionais ao sistema.

<sup>65</sup> FRISCHMANN (2012, p. 137)

do funcionamento das redes de energia elétrica de forma economicamente eficiente – e é aqui que a importância da Teoria dos Bens de Clube se revela.

FRISCHMANN (2012, p. 136-158) descreve a existência de duas possíveis soluções para o problema de congestionamento, para além da simples expansão da capacidade da rede.

A primeira delas, denotando de forma intensa a natureza excludente dos bens de clube, seria restringir a comunidade de usuários ao número ideal relativamente à capacidade da rede, vedando, assim, a entrada de novos membros<sup>66</sup>.

Tratando-se, entretanto, o fornecimento de energia elétrica, de um serviço essencial e diretamente conectado a direitos de ordem fundamental dos cidadãos, impedir o acesso ao *serviço* de energia elétrica por um indivíduo pela incapacidade física do sistema não pode ser uma solução.

Não obstante, como critério de acesso à *rede* por parte dos operadores, este é não só um critério razoável, como hodiernamente aplicável à luz da teoria das *essential facilities*: o acesso à infraestrutura é garantido, mediante o pagamento de um preço justo e não discriminatório, desde que haja viabilidade técnica e capacidade do sistema em fazê-lo. Em não havendo, deverão os potenciais operadores aguardar até que haja capacidade suficiente para sua interconexão ao sistema.

A segunda opção passível de ser adotada é o estabelecimento de limites e condições para sua utilização pelos indivíduos, que podem, p. ex., repousar na obrigatoriedade de prévia aquisição de um medidor para fruição dos serviços de energia elétrica, na fixação de limites máximos de consumo e no pagamento de tarifas como contraprestação ao serviço prestado e recomposição dos custos incorridos<sup>67</sup>.

A aplicação da teoria dos clubes às indústrias de infraestrutura, por conseguinte, visa a criar as bases para o funcionamento eficiente das indústrias de rede, impondo aos usuários que participem diretamente do custeio dos bens e serviços cuja utilidade auferem.

---

<sup>66</sup> *Idem*, p. 144

<sup>67</sup> Tendo em conta a natureza essencial da energia elétrica, os limites e condições devem ser razoáveis e não discriminatórios, a fim de que não impeçam de forma infundada, desproporcional ou arbitrária o acesso dos indivíduos ao serviço de eletricidade. E, qualquer que seja o caso, entendemos que devam vir sempre conjugados com uma estratégia de *precificação*, impondo um constrangimento monetário aos usuários para que utilizem moderadamente o bem/serviço – reduzindo os níveis de congestionamento – e contribuam, de forma associativa e colaborativa, para o seu financiamento e manutenção. A importância da modelagem da tarifa para relacionar-se diretamente com o nível de congestionamento, o nível específico de consumo e os tipos e retornos de investimentos torna-se possível e plenamente factível com a instalação das *smart grids*, sobre o que iremos nos debruçar em III.3.

Logo, em termos econômicos, as infraestruturas em rede, para funcionarem eficientemente, não podem seguir nem uma lógica pura de bens privados, nem uma lógica de bens públicos, devendo ser entendidas como bens de natureza *mista*.

A lógica dos bens de clube, em consequência, passa ao largo da tradicional dicotomia entre a natureza pública ou privada dos bens para aferição da alocação eficiente de sua propriedade.

Isto significa que o seu financiamento e manutenção eficientes dependem diretamente da contribuição ativa e cooperativa de todos aqueles que as usufruem, *independentemente* da efetiva titularidade (pública<sup>68</sup> ou privada) da rede.

Vejamos agora se, na prática, estas conclusões se refletem.

## 1.2. As experiências práticas

Em razão da natureza mista das infraestruturas em rede de eletricidade, não é de se estranhar que tenham se devolvido em diferentes países sob regimes de propriedade distintos, porém sujeitas a regimes obrigacionais análogos (sobretudo de acesso não discriminatório e financiamento através de tarifas cobradas dos respectivos usuários), que acabam hoje por convergir mais fortemente após a abertura destes mercados à concorrência e as desestatizações que tomaram lugar no final dos anos 80 e nos anos 90 na grande maioria dos países ocidentais.

Como regra, na Europa continental e parte dos países dos continentes americanos, o financiamento e a instauração das infraestruturas foram carreados pelo Estado, que, assim, tornou-se o titular dos bens que compunham a rede e também, veremos à frente, o provedor dos serviços proporcionados por estas plataformas.

---

<sup>68</sup> Sem dúvidas, sendo públicos os bens, fica aberta ao poder público a possibilidade de financiá-los e mantê-los sem ônus financeiros direitos aos usuários, através de receitas de natureza tributária. Não obstante, uma solução tal iria de encontro à racionalidade econômica dos bens de clube, conforme expusemos, e teria o condão de incorrer na maldadada “tragédia dos comuns”. Identificada por HARDIN (1968, p. 1243-1248), a “tragédia dos comuns” consiste na constatação de que o uso livre e irrestrito dos bens comuns, típico dos bens puramente públicos, carrega um comportamento por parte dos usuários atrelado a uma idéia de que tal recursos são inesgotáveis, levando, inevitavelmente, à sua sobre-exploração e à constante erosão dos valores que lhe são atribuídos. Cada um, em consequência, busca extrair a máxima utilidade do bem comum e, abastado de tal recurso, não lhe confere o devido valor. Os membros da comunidade, assim, asseguram os benefícios da utilização do bem sem necessariamente terem contribuído para os custos de sua provisão (falha do *free rider*) e tendem a explorá-lo até a exaustão. Cf. HARDIN, a solução seria, então, vendê-los como propriedade privada ou mantê-los como propriedade pública, mas alocando os direitos de fruí-los. Logo, manter tais bens em rede como propriedade pública demanda, necessariamente, a alocação de obrigações tarifárias a serem cumpridas pelos usuários. Para um estudo acerca dos níveis ótimos de apropriação de recursos e os respectivos regimes de propriedade à luz de uma análise econômica do Direito, v. ARAÚJO (2008)

Isto se deu, basicamente, por duas razões.

A primeira, pela falta de interesse ou de capacidade da iniciativa privada em levar a cabo os investimentos e explorar a infraestrutura: em uns casos, como da infraestrutura de saneamento ou de distribuição de água, as perspectivas de retorno financeiro não eram convidativas, por se afigurarem remotas ou inexistentes; em outros casos, em que o potencial de retorno era positivo, a iniciativa privada malogrou nos empreendimentos, seja pela baixa capacidade de financiamento do mercado àquela época (finais do século XIX, início do século XX), seja pelas constantes ingerências realizadas pelo Estado para o endereçamento de externalidades negativas atreladas a estas atividades que as tornavam incompatíveis com os fins públicos<sup>69</sup>.

A segunda, por um motivo de cunho político, entendendo-se que, por configurarem monopólios naturais e se encontrarem conectadas a interesses públicos primários e, portanto, se afigurarem essenciais à coletividade, tais infraestruturas não poderiam ficar à mercê de monopólios privados – cujo exercício potencialmente desaguardaria em iníquas consequências ao corpo social.

Dessa maneira, o Estado publicizou as infraestruturas e os respectivos serviços, intervindo *directamente* na economia para assegurar a prossecução de interesses públicos primários conectados a estes bens e atividades, que passaram a integrar, em consequência, o elenco do património e de funções estatais<sup>70</sup> como bens públicos e serviços públicos industriais e comerciais, sujeitos a parâmetros de interesse público – obrigações de universalidade, modicidade tarifária, igualdade, continuidade e adaptabilidade.

E, a sua exploração e prestação, deu-se por duas principais formas: a constituição de empresas públicas ou sociedades de economia mista, de titularidade estatal, que se puseram a operar a infraestrutura e a explorar tais serviços; e a celebração de contratos de concessão com agentes privados que se obrigavam, na maior parte dos casos, a promover investimentos em infraestruturas (a serem revertidas em prol do poder concedente) previamente estipulados pelo Estado e a fornecer os serviços mediante os parâmetros de interesse público e, em contrapartida, possuíam o direito de cobrar tarifas dos usuários para amortizar os

---

<sup>69</sup> Em Portugal, p. ex., predominaram iniciativas privadas na infância da estruturação do setor elétrico, vindo-se, posteriormente, a afigurar-se cogente a presença do Estado do setor em virtude da insuficiente rentabilidade dos serviços em regiões mais afastadas dos centros urbanos ou com predominância demográfica de população de baixa renda (v. SILVA, 2008, p. 180-182)

<sup>70</sup> Cf. OTERO (1998, p. 39), “foi progressivamente reconhecida ao Estado a faculdade de criar um conjunto de serviços públicos – dotados ou não de estrutura empresarial – que assegurassem directamente a produção de bens ou a prestação de serviços tendentes a satisfazer certas necessidades da colectividade consideradas essenciais”.



investimentos realizados e remunerar o investimento na aquisição e manutenção dos bens e na prestação dos serviços ofertados.

As peculiaridades históricas, culturais, econômicas, políticas e até mesmo jurídicas dos países anglo-saxões<sup>71</sup> fizeram com que estas mesmas infraestruturas (férreas, gás, eletricidade, telecomunicações, etc.) fossem, como regra, financiadas, implementadas e operadas, por direito próprio, pela iniciativa privada, que passou, então, a ser proprietária dos bens integrantes da rede e a prestadora dos respectivos serviços, remunerados igualmente através de preços cobrados dos respectivos usuários.

Não obstante, a constatação de que tais bens e atividades se encontravam afetados a interesses comuns e coletivos de ordem fundamental levou, também, aqueles Estados, a intervir nesta seara econômica com fins de compatibilizar a sua exploração aos interesses públicos.

Todavia, ao invés de elegerem um mecanismo de intervenção direta (*publicatio*), estes Estados optaram politicamente por uma intervenção *indireta*, via regulação, sem que isso significasse uma atuação do poder público menos intensa em controlar a construção das infraestruturas, a modicidade das tarifas, a universalização dos serviços, sua continuidade, adaptabilidade e prestação isonômica.

Logo, apesar de a sua titularidade ser privada, encontravam-se tais bens e atividades direcionados para o bem comum, por entender-se que o exercício dos direitos de propriedade deveria conformar-se aos interesses públicos a que se encontravam afetos aquelas infraestruturas e os respectivos serviços.

Efetivamente, a Suprema Corte Norte-Americana já afirmava, em 1876, que “sob os poderes inerentes a qualquer soberania, o governo pode regular a conduta dos seus cidadãos

---

<sup>71</sup> Cf. CALVÃO DA SILVA (2008, p. 248-249), “poder-se-á afirmar, como nota típica, o predomínio do Mercado na organização econômico-social dos países anglo-saxônicos. Com efeito, o livre funcionamento das regras da concorrência é considerado, em países como o Reino Unido ou os EUA, a melhor via de afectação de recursos disponíveis. (...) Numa palavra: a visão anglo-saxónica repousa na crença na criatividade do indivíduo e no funcionamento livre da concorrência, meios pelos quais melhor se promovem a inovação e a baixa de preços, em benefício dos consumidores. Em termos de serviços públicos, v.g. no sector das *utilities* (telecomunicações, energia eléctrica, serviços postais...), o caminho só pode ser o da liberalização e o da competição, sob pena de serem os contribuintes a pagar ineficiências”. É indispensável, porém, a nota de que o UK não escapou às ondas nacionalizadoras que contagiaram a Europa no pós-Segunda Guerra, permanecendo, deste período até as ondas privatizantes dos anos 1980 e 1990, sob a propriedade estatal (direta ou sob a forma de empresas estatais) diversos setores de infraestrutura, incluindo o elétrico (v., p. ex., os *Electricity Act* de 1947 e de 1957, criando este último a *Central Electricity Generating Board*, companhia responsável pela produção de grande parte da geração de energia na Inglaterra e País de Gales e pela propriedade e operação do sistema de transmissão (*Section 2*), a qual somente em 1990 foi desmembrada e privatizada, com a edição do *Electricity Act* de 1989). Isto, porém, não afeta a explanação e as conclusões apresentadas no presente trabalho, porquanto o desenrolar inicial das principais infraestruturas, incluindo a constituição da base de setor elétrico, no UK foi empreendido pela iniciativa privada).

para os outros, e, quando necessário ao bem público, a maneira com que cada um deve usar a sua propriedade (...) quando o dono de uma propriedade devota-a a um uso em que o público tem um interesse, confere ao público um interesse em tal uso, e deve, na extensão deste interesse, submeter-se a ser controlado pelo público, para o bem comum, enquanto mantenha o seu uso”<sup>72</sup> e “entendemos que, quando uma propriedade privado ‘é afetada por um interesse público, cessa de ser *juris privati* somente’. Isso foi dito por *Lord Chief Justice Hale* há mais de duzentos anos, no seu tratado *De Portibus Maris*, 1 Harg.Law Tracts 78, e vem sendo aceito sem objeções como um elemento essencial no Direito de propriedade desde então. A propriedade se torna sim vestida de um interesse público quando utilizada de uma forma que tenha consequências públicas e afete a comunidade largamente (...). E, no caso de a sua dedicação em propósitos como tais, os proprietários não podem assumir obrigações arbitrárias ou excessivas, mas as obrigações devem ser razoáveis”<sup>73</sup>.

E, a Câmara dos Lordes Britânica, afirmou, em 1810, que “não há dúvida que o princípio geral é favorecido, tanto na Lei quanto na Justiça, que todo homem pode fixar o preço que desejar sobre a sua própria propriedade, ou o uso dela, mas, se por um propósito particular, o público tem o direito de recorrer a suas instalações e fazer uso delas, e ele [o proprietário] tem um monopólio sobre elas para esse propósito, se retirar proveito daquele monopólio, deve, como um equivalente, cumprir o dever anexo de fazê-lo em termos razoáveis”<sup>74</sup>

Anote-se, também, que a titularidade privada destas infraestruturas não deixou de sujeitá-las ao obrigatório acesso de terceiros sob a luz da doutrina das *essential facilities*<sup>75</sup>, o que muito relativiza os contornos dos direitos de propriedade aplicáveis a estes bens.

Extraem-se daí, portanto, inequívocos traços “publicizantes” do regime dos bens (e serviços, conforme veremos à frente) privados empregados pelas *utilities* no desempenho das atividades consideradas serviços públicos industriais e comerciais em grande parte da Europa continental e América, os quais, por sua vez, possuíam também traços “privatizantes”, no

---

<sup>72</sup> U.S. SUPREME COURT (1876)

<sup>73</sup> U.S. SUPREME COURT (1876)

<sup>74</sup> *UK, Aldnutt v. Inglis*, 12 East 527, decided in 1810 by Lord Ellenborough *apud* U.S. SUPREME COURT. (1876)

<sup>75</sup> Cf. MARQUES *et al.* (2008, p. 363), “por infra-estrutura de carácter essencial entende-se uma situação de monopólio económico de facto ou de direito, isto é, uma exclusividade legalmente protegida, que permite o controlo de factores essenciais, não facilmente reprodutíveis, para o fabrico de um produto ou fornecimento de um serviço. Resolver o problema do acesso às infra-estruturas essenciais através das regras da concorrência implica impor às entidades privadas em posição dominante e detentoras de uma posição privilegiada a obrigação de permitir o acesso dos concorrentes às infra-estruturas essenciais, das quais aquelas são legítimas proprietárias, mediante uma remuneração considerada como aceitável, com o objectivo de possibilitar uma concorrência efectiva nos mercados que dependem do acesso a essas mesmas infra-estruturas (mercados derivados)”

sentido não só de serem financiados e prestados mediante contraprestação tarifária (financiamento parcial ou integralmente privado), como permanecerem sob a gestão, por muitos anos, de agentes privados concessionários e de empresas públicas e sociedades de economia mista, cujo regime institucional, na praxe, regia-se por fórmulas privadas.

Daí entendermos e termos afirmado que, a despeito dos diversos regimes de propriedade atribuídos pelos Estados aos bens – e serviços – organizados em rede, os respectivos regimes jurídicos tenham se desenvolvido de forma análoga e convergente, resultando em que a opção *política* perfilhada nos diferentes regimes constitucionais e/ou legais quanto à titularidade dos bens e das atividades de infraestrutura não tenha influenciado essencialmente os resultados *práticos* do desenrolar destes serviços<sup>76</sup>.

### 1.3. Conclusões parciais

É muito propugnada a idéia de que a titularidade privada da rede é condição para o financiamento eficiente da implementação e manutenção dos bens que compõem as infraestruturas e para o desempenho eficiente dos respectivos serviços a partir destas plataformas.

O argumento central em prol da necessidade de transformar estes bens em propriedade privada para conferir-lhes uma exploração e uma racionalidade mais eficientes repousa em que os proprietários privados possuiriam maiores incentivos<sup>77</sup> para promover a manutenção dos bens de sua propriedade e realizar os necessários investimentos em atualização da infraestrutura.

Isto não nos parece exato.

Primeiramente porque, como vimos, o enquadramento das infraestruturas como bens de clube, em que os usuários compartilham cooperativamente os custos e investimentos realizados, nos parece endereçar adequadamente o problema da “tragédia dos comuns”<sup>78</sup> que

---

<sup>76</sup> Parece-nos ratificar tal conclusão o *princípio da neutralidade* adotado na UE. Cf. OTERO (1998, p. 133), “o Direito Constitucional da União Europeia, reflectindo razões históricas de divergência entre os Estados sobre a admissibilidade e a dimensão de um sector empresarial público e que estiveram subjacentes à feitura dos tratados constitutivos das Comunidades Europeias, não contém qualquer disposição proibindo a iniciativa económica pública, enquanto tal: o sistema de propriedade surge como matéria reservada ao espaço decisório exclusivo de cada Estado, uma vez que o disposto nos tratados ‘em nada prejudica o regime da propriedade nos Estados-membros’. Nisto consiste o cerne do princípio da neutralidade comunitária quanto ao regime de propriedade nos diversos Estados integrantes da União Europeia”

<sup>77</sup> BOLLIER (2005, p. 2)

<sup>78</sup> v. nota 68

poderia, realmente, implicar no desincentivo à exploração eficiente destes bens e no seu abandono “à própria sorte”.

Entendemos, em decorrência, que a adequada modulação das tarifas tem o condão de promover incentivos suficientes para a manutenção e modernização da rede e a sua exploração de maneira eficiente, independentemente do regime de propriedade destes bens.

Segundo porque, públicos ou privados, tais bens, e os serviços que deles advêm, foram desde sempre regulados (direta ou indiretamente, de forma contratualizada ou não) de modo a evitar que eventuais problemas de gestão destas infraestruturas impedissem o atingimento de objetivos e finalidades coletivas e/ou reduzissem a qualidade ou a continuidade dos serviços.

Portanto, parece-nos que os resultados que se desejem relativamente à eficiente implementação e manutenção destas infraestruturas podem ser alcançados pela via regulatória, mediante incentivos à alocação de investimentos na aquisição e atualização tecnológica dos bens que compõem as redes e direcionamentos e constrangimentos das atividades desempenhadas pelos agentes do mercado, independentemente dos respectivos direitos de propriedade sobre os bens.

E, em terceiro lugar, porque se colhe da realidade que não são apenas as infraestruturas de titularidade pública que sofrem com graves problemas de desinvestimento e obsolescência e denotam uma exploração ineficiente.

Deveras, noticia FRISCHMANN (2012, p. 143) que “O *Report Card for American Infrastructure* de 2009, por exemplo, atribuiu aos recursos de infraestrutura da nação [Estados Unidos da América] grau cumulativo “D”, lamentando que ‘anos de postergada manutenção e falta de modernização deixaram os Americanos com infraestrutura ultrapassada e defeituosa que não pode satisfazer as nossas necessidades’. O *The Report Card* estima que um investimento de \$2.2 trilhões seria necessário dentro de um período de cinco anos para retomar a infraestrutura da nação a boas condições”.

A razão disso repousa, expusemos em I.2, em uma estrutura regulatória e tarifária que, ao invés de incentivar a inovação e o constante desenvolvimento da indústria, cria ambiente propício a conduta contrária (conservadorismo, postura não-maximizadora de lucro).

Verificamos, pois, que o problema da ineficiência na instalação, manutenção e atualização dos bens afetados às indústrias de infraestrutura não está em sua titularidade, visto

que as regras regulatórias podem e devem, independentemente daquela, promover o atingimento de metas de bom resultado no que tange à instalação e gestão da rede<sup>79</sup>.

Diante destas razões, não vislumbramos quaisquer diferenças substanciais nos regimes históricos das indústrias de infraestrutura atreladas à sua propriedade pública ou privada, muito menos nos dias atuais, em que, sejam públicos, sejam privados, grande parte destes bens e serviços encontra-se sujeita à concorrência e vem se permeabilizando à lógica e a estruturas de mercado, mediante controle público pela via da regulação – a qual, hodiernamente, no que concerne às obrigações impostas aos agentes do mercado do setor elétrico, seja nos anglo-saxões, seja nos países de origem latina, também não apresenta, para a afetação destes bens ao interesse público e a sistemática de financiamento e recuperação de investimentos, diferenças institucionais ou materiais significativas.

Além desta constatação fática, a própria lógica das infraestruturas em rede parece-nos conduzir para a conclusão de que é *indiferente* optar pela natureza pública ou privada da titularidade da rede, tendo em vista que os bens que compõem tais infraestruturas só têm valor quando reunidos ao sistema e operados em rede, *i.e.* sozinhos possuem pouca ou nenhuma serventia<sup>80</sup>.

Somente quando associados a outros bens que possuem funções complementares às suas é que adquirem avultado valor agregado e tornam-se hábeis a fornecer as amplas utilidades que advém dos serviços catapultados pela infraestrutura. Isto, somado ao fato de que tais indústrias se caracterizam por intensos investimentos em bens que “não podem ser

---

<sup>79</sup> Cf. WORLD BANK (1994) “a performance da infraestrutura deriva não das condições gerais do crescimento econômico e desenvolvimento, mas de um ambiente institucional, que usualmente varia entre setores dentro de um mesmo país (...). Portanto, entender o que conta para uma boa – e má – requer o entendimento dos arranjos institucionais para a promoção dos serviços de infraestrutura e os incentivos governamentais para entrega” (p. 6). “Esse relatório identificou três razões para uma performance pobre. Primeiro, a entrega de serviços de infraestrutura usualmente tem lugar em uma estrutura de mercado com uma característica dominante: a ausência de competição. Segundo, os encarregados com a responsabilidade de entregarem serviços de infraestrutura raramente são dotados da autonomia gerencial e financeira que necessitam para desempenharem seu trabalho apropriadamente. (...) Terceiro, os usuários de infraestrutura atuais e potenciais estão mal posicionados para fazer com que suas demandas sejam sentidas. (...) Pelo mecanismo de preços, os consumidores podem influenciar investimentos e decisões de produção em linha com suas preferências” (p. 7)

<sup>80</sup> CAETANO (1969) discorre sobre os bens em regime de universalidade, no sentido de, embora múltiplos, pertencerem ao mesmo sujeito e terem um *destino unitário*, afetando-se a um mesmo fim: “é o que acontece, por exemplo, com uma linha férrea, com uma biblioteca ou com um museu, e em geral com os estabelecimentos afectos a serviços públicos concedidos quando a lei lhes confira carácter público. A linha férrea, segundo as leis portuguesas, compreende a infra-estrutura e a super-estrutura da linha, com as suas dependências e linhas acessórias: - edifícios, sinais, linhas telegráficas e telefónicas e todo o material fixo de qualquer natureza” (pp. 823-824). Referindo-se às redes de distribuição pública de energia elétrica, suas obras e canalizações, salienta o autor que “cada rede forma uma universalidade, constituída pelas estações geradoras e transformadoras, postes e fios, etc.” (p. 842)

convertidos em outros usos ou movidos para outros lugares”<sup>81</sup>, denota que os efeitos práticos para os quais o regime de propriedade pública ou privada de tais bens poderia importar (penhora, alienação, remoção, etc.) são, senão nulos, praticamente irrelevantes (à exceção das obrigações de *unbundling*<sup>82</sup>), afigurando-se uma ou outra opção, a ser exercitada pelo constituinte ou pelo legislador<sup>83</sup>, igualmente válida e eficiente.

---

<sup>81</sup> WORLD BANK (1994, p. 22). Os bens aplicados em infraestruturas em rede possuem, então, natureza cativa (v. nota 46 acerca do conceito de *sunk costs*), não podendo, como regra, ser transportados ou aplicados eficiente em locais/indústrias outras. Por este motivo, entendemos que o fato de tais bens, quando de propriedade privada, poderem ser dados em garantia para concessão de financiamento de projetos de infraestrutura possui pouca aplicação e consequência prática. Assinala GUASCH (2004, p. 30) que “único bem dos concessionários é o direito ao lucro – o fluxo de caixa – dos consumidores pela vida da concessão. Ademais, o valor de tal bem é incerto em razão das naturais variações na demanda e nas tarifas e por causa da possibilidade de terminação antecipada pelo governo. (...) Mas este lucro é o único bem que um operador pode prometer em contrapartida a um empréstimo: nenhuma terra, plantas ou maquinarias o operador pode prometer porque todos os bens físicos remanescem propriedade do Estado. No caso de terminação antecipada do contrato, os mutuários geralmente não possuem direitos ao lucro gerado durante o prazo remanescente da concessão original. Estas deficiências, intrínsecas à concessão, incrementam riscos, aumentas custos de capital e afetam os termos financeiros”. A despeito disso, não vislumbramos de que forma a entrega de um bem afetado a um indústria de rede como garantia de um contrato de financiamento possa modificar substancialmente a situação do investidor, seja porque os bens afetados à prestação de um serviço essencial não podem ser livremente alienados caso ensejem a interrupção do serviço, seja porque tais bens são cativos e só possuem valor agregado quando reunidos ao sistema. Além disso, no que concerne aos direitos e remunerações do concessionário na hipótese de terminação contratual antecipada, importa anotar que o princípio da boa-fé, que devem guardar as partes em todas as relações jurídicas, sobretudo comutativas, e o princípio da proteção de legítima confiança impedem seja adotada a solução simplista acentuada por GUASH. Com efeito, as evoluções doutrinárias e jurisprudenciais, bem como normativas, nesta matéria vêm se orientando para o alargamento do âmbito de proteção do particular (contratante ou não) que tem as suas expectativas legítimas frustradas em razão de uma mudança inesperada e desarrazoada de direcionamento político/governamental. Sobre as diferentes abordagens do princípio de proteção da confiança legítima e os contornos que lhe vem sendo empregados pelos tribunais atualmente, v. VICENTE (2013)

<sup>82</sup> *Unbundling* consiste na desconcentração da rede e dos diferentes serviços prestados a partir dela. O detentor da rede, mediante *unbundling*, passa a se diferenciar do prestador dos respectivos. Há diferentes sistemas ou obrigações de *unbundling*, podendo ser meramente contábil, funcional ou completo, ficando, neste último, impedida a mesma companhia detentora da rede de prestar os serviços respectivos. Daí a titularidade da rede impactar diretamente nas obrigações de *unbundling*, em maior ou menor grau, a depender do tipo de sistema de desconcentração adotado.

<sup>83</sup> Em Portugal, o Decreto-Lei n° 477/80 estabelece “as redes de distribuição pública de energia eléctrica” (art. 4º, l) como domínio público do Estado. Não obstante, MONIZ (2003, p. 69-70) acentua que “Parece resultar do artigo 28º do Decreto-Lei n° 184/95 (relativo à transmissão de bens nas diversas hipóteses de extinção da licença vinculada) que as redes pertencem aos titulares da licença”, podendo entender-se pela revogação daquele diploma. Em reforço, argumenta que, “perante a ausência de uma tomada de posição (explícita ou implícita) do legislador quanto à dominialidade dos bens em causa, e face à exigência das notas características do regime do domínio público, não pode a doutrina, por si só, considerar a RNT (sem prejuízo da sua titularidade pública) e as redes de distribuição do SEP como dominiais e fazer derivar daí toda uma disciplina jurídica” e que “para a caracterização das redes em causa como coisas públicas não parece ser suficiente a acentuação de que as mesmas têm que ficar vinculadas a um certo fim (...). O obstáculo criado pela previsão constante do Decreto-Lei n° 447/80 pode ser removido com o argumento de que tal diploma tinha em vista uma realidade normativa diversa da que resultou para o sector eléctrico (e para o sector energético em geral) a partir de meados dos anos 90, não só a nível da filosofia que lhe está subjacente, mas da própria conceptologia técnica utilizada”

## 2. Formatação do título habilitante

A formatação do título habilitante conforma sob que regime (de direito próprio ou de delegação) serão as atividades exploradas, *i.e.* se os serviços prestados a partir da infraestrutura elétrica serão de natureza pública ou de natureza privada.

Como instrumento de organização do mercado, o título habilitante ao exercício dos serviços elétricos pode ter o condão de influenciar positiva ou negativamente os resultados da indústria, visto que pode conferir uma maior ou menor flexibilidade aos regimes jurídicos aplicáveis aos operadores e criar ambientes jurídicos mais ou menos confiáveis e seguros, tornando, assim, mais ou menos atrativa e eficiente a exploração destas atividades econômicas.

Assim, uma vez tendo empreendido a análise sobre a repercussão que a titularidade dos *bens* que compõem a infraestrutura pode vir a ter sobre a eficiente organização do “setor elétrico inteligente” – e concluído negativamente –, incumbe-nos agora averiguar se há argumentos de cunho *jurídico* que possam vir a apontar qual tipo de titularidade (pública ou privada) das *atividades* e *serviços* se afiguraria mais adequada à estruturação do setor com vista a concretizar todas as vantagens que as redes inteligentes propiciam.

Com este objetivo, descreveremos as características e funcionalidades dos dois principais títulos habilitantes aplicados ao redor do mundo – concessão e autorização –, indicando os seus prós e contras mediante o cotejo analítico de ambos, e apresentaremos, juntamente com as nossas conclusões parciais, algumas proposições iniciais para majorar a eficiência destes instrumentos habilitantes.

### 2.1. Os principais títulos habilitantes: concessões e autorizações

As *atividades* econômicas em sentido *lato*<sup>84</sup> podem ser de titularidade pública ou privada.

No primeiro caso, o Estado exclui do regime de livre iniciativa privada determinadas atividades que considere diretamente conectadas à concretização de direitos fundamentais e/ou interesses político-estratégicos, retirando-as do mercado, de modo que os particulares

---

<sup>84</sup> Entendemos que, independentemente de contrapartida monetária, sempre que houver uma oferta e uma circulação de bens e serviços escassos, produzidos com fins de suprir necessidades humanas, estar-se-á diante de uma atividade econômica *lato sensu*.

somente podem explorá-las mediante prévia opção discricionária estatal de as *delegar*. É o caso dos serviços públicos<sup>85</sup>.

Na segunda hipótese, reversamente, o Estado reconhece a prerrogativa de os particulares explorarem atividades econômicas por *direito próprio*, podendo, no entanto, condicioná-las a prévio consentimento e limitar a extensão dos direitos privados para conformá-los aos interesses públicos, pela via da regulação.

Esta dúplice natureza dos serviços permite que haja diferentes combinações para sua exploração. Conforme o WORLD BANK (1994, p. 108), há quatro principais formatos de exploração dos serviços de infraestrutura, hoje, nos países ocidentais: (i) titularidade pública e operação pública; (ii) titularidade pública e operação privada; (iii) titularidade e operação privadas; e (iv) provimento pela comunidade e pelos usuários, representando diferentes formas de titularidade, financiamento e responsabilidades de operação e manutenção, bem como de divisão de riscos o governo e o setor privado.

Considerando que, neste trabalho, voltamos o olhar para o Estado-Regulador, não para o Estado-Prestador, e buscamos averiguar como os agentes privados podem vir a ser incentivados para capitanear o projeto *Smart Grid* juntamente com o Estado e os usuários, focaremos, neste tópico, nossa atenção sobre os formatos (ii) e (iii), *i.e.* nas formas de financiamento privado ou misto<sup>86</sup> e na melhor modelagem dos títulos habilitantes para tal efeito<sup>87</sup>.

---

<sup>85</sup> Sem poder adentrar nas inúmeras discussões acerca da extensão e diferentes noções já atribuídas aos serviços públicos, anotamos que rechaçamos a sua caracterização por um critério meramente material (atividade de interesse geral essencial ao liame social), sob pena de não se diferenciarem de inúmeras atividades econômicas privadas igualmente afetadas ao interesse público. A nota diferenciadora dos serviços públicos, então, na nossa opinião, é *publicatio*, *i.e.* o fato de tais atividades terem sido excluídas de exploração livre pelos agentes privados e passarem a ser titularizadas pelo Estado. v. ARAGÃO (2013), GONÇALVES (1999) e GONÇALVES; OLIVEIRA (2001)

<sup>86</sup> O financiamento e a operação integralmente públicos, conquanto sejam, em princípio, uma opção política válida e legítima, não nos parece, conforme já expusemos em I.2, condizer com as bases ideológicas sob as quais vêm os Estados atualmente se desenvolvendo e, especificamente no que tange às *smart grids*, uma opção viável se confrontados os altíssimos custos de implementação e manutenção com os hoje cada vez mais escarços recursos públicos. Qualquer que seja o caso da socialização dos custos de financiamento de infraestruturas, seja direto (pelo Estado) ou indireto (pelos usuários, sobretudo em sede de concessão de serviços públicos), porém, deve-se ter em mente a *responsabilidade intergeracional*, no sentido de que a antecipação às gerações presentes de bens e serviços de infraestrutura não vincule injusta e desproporcionadamente as gerações futuras a pagarem as contas de um endividamento desarrazoado presente e de investimentos em infraestruturas obsoletas e não mais condizentes com as necessidades e anseios sociais vindouros. Para uma análise acerca da viabilidade de controle da legitimidade das opções relativas às formas de financiamento de infraestruturas e para a importante discussão acerca dos parâmetros de justiça intergeracional em sede de investimentos infraestruturais, v. SILVA (2008, p. 394-396; e 2013).

<sup>87</sup> É oportuna a nota de que **não ambicionamos, face ao escopo reduzido deste trabalho, realizar um estudo abrangente e aprofundo acerca das concessões e autorizações. A nossa pretensão é bem mais limitada, recaindo basicamente sobre os incentivos e entraves que tais formatos habilitantes podem vir a gerar para o financiamento da infraestrutura e das respectivas atividades e, em último grau, para o desempenho eficiente das *smart grids*.**



### 2.1.1. Concessão

A titularidade pública com operação privada (*delegação*) dá-se, como regra e tradicionalmente, por intermédio do título habilitante da concessão<sup>88</sup>.

GUASCH (2004, p. 27-28) aponta como principais traços do tradicional contrato de concessão: (i) o contrato governa a relação entre a autoridade concedente e o concessionário privado; (ii) a concessão é delegada por um prazo limitado, embora renovável, e, durante este período, o concessionário auferir direitos exclusivos de uso dos bens e exploração das respectivas infraestruturas e desenvolve novos bens e infraestruturas, determinando o contrato sob que preços e condições o concessionário deverá fornecer os serviços e fazer uso destas infraestruturas, que continuam sob titularidade pública<sup>89</sup>; (iii) o concessionário é responsável por todos os investimentos e pelo desenvolvimento de novas infraestruturas – muitas das quais especificadas no contrato – sob a supervisão do Estado ou do regulador, retendo direitos de uso e controle sobre os novos bens até que sejam entregues ao poder concedente na expiração do prazo do contrato; e (iv) é o concessionário remunerado com base em tarifas estabelecidas no contrato (com apropriadas diretrizes [*guidelines*] para sua revisão e ajuste) e que são cobradas diretamente dos usuários, ficando tipicamente reguladas tais tarifas através de mecanismos de taxas de retorno ou *price-cap* e usualmente direcionadas pelo princípio do equilíbrio financeiro eficiente, permitindo à concessionária auferir uma justa taxa de retorno de seus investimentos e, se os lucros não cobrirem os custos (por fatos administrativos e/ou imprevisíveis), são estabelecidos mecanismos de compensação.

Portanto, o tradicional contrato de concessão atribui ao concessionário, em síntese, de um lado, obrigações de, por sua conta e risco, financiar infraestruturas (implementar novas infraestruturas, manter e atualizar as já existentes) e prestar, segundo os parâmetros de

---

<sup>88</sup> Pode haver instrumentos outros de habilitação para a prestação de serviços públicos pela iniciativa privada, como a permissão, a franquia, o credenciamento, etc., havendo, ainda, quem sustente a possibilidade de uma atividade estatal ser delegada também por intermédio da autorização. No presente trabalho, trataremos unicamente da delegação pela via da concessão, visto que é a forma mais utilizada para a gestão e operação de serviços de infraestrutura por particulares.

<sup>89</sup> Em muitos casos, sobretudo de investimentos em novas infraestruturas e bens, a sua titularidade é privada (pertencem ao concessionário) durante o prazo da concessão, operando-se automaticamente a reversão de todos os bens afetados à prestação do serviço público ao fim do contrato: “ao final da concessão, os bens afetados ao serviço reverterem ao poder público. Revertem tanto os bens cuja posse é transferida ao concessionário no momento da concessão, quanto os que o concessionário incorpora ao serviço durante a execução do contrato” (ARAGÃO, 2013, p. 568), devendo a concessionária (re)passá-los ao concedente em perfeitas condições de funcionamento e conservação e livres de quaisquer ônus. Trata-se de um mecanismo frequentemente utilizado em contratos de concessão por conferir garantias ao concessionário de endividamento, permitindo muitos ordenamentos jurídicos, como regra, o direito de retenção dos bens a serem revertidos em prol do poder público até a amortização integral dos bens ou pagamento da respectiva indenização quando do término da relação contratual.

qualidade fixados pelo poder concedente, os respectivos serviços públicos; de outro, direitos de utilizar os bens e infraestruturas públicas e de ser remunerado adequada e eficientemente, como regra através de tarifas pagas pelos respectivos usuários, pelos investimentos realizados e pelos serviços prestados no curso do prazo contratual.

O direito à justa e equânime remuneração contratual garante ao concessionário, no prazo da concessão, direito à manutenção da equação econômico-financeira do contrato, a qual consiste, nas palavras de DIEZ (1991, p. 319), na “equivalência *honest*a entre as cargas e as vantagens que o co-contratante tenha levado em consideração no momento da conclusão do contrato”, afigurando-se, portanto, como base do sinalagma essencial e necessário entre os direitos e obrigações das partes em um negócio jurídico bilateral comutativo.

Como regra, embora a concessão seja um instrumento de delegação para que o parceiro privado gira os bens públicos e preste os serviços públicos concedidos *por sua conta e risco*, a formatação tradicional das cláusulas de equilíbrio econômico-financeiro do contrato ensejam que o concessionário suporte *apenas* os riscos comerciais ordinários<sup>90</sup> e os riscos econômicos imprevisíveis “contornáveis ou de pequenos reflexos econômicos”<sup>91</sup> na implementação do objeto contratual.

Logo, no caso de ocorrer um aumento no preço de custo por um fator, ainda que na álea econômica cujos riscos deveriam ser em tese suportados pelo concessionário, que não tenha sido contemplado pelas partes na avença original e tal aumento acabe por frustrar os cálculos inicialmente realizados, “a Administração ajuda financeiramente seu parceiro para lhe permitir continuar a consecução do acordo, uma vez que é importante, acima de tudo, que seja preservada a continuidade do serviço público”<sup>92</sup>.

No mais, também os fatos supervenientes e imprevisíveis que digam com fatores ingovernáveis (fortuito e força maior) e com a álea administrativa (alteração contratual unilateral pelo poder concedente<sup>93</sup>, fato do príncipe<sup>94</sup> e fato da Administração<sup>95</sup>) são tradicionalmente suportados pelo poder concedente.

---

<sup>90</sup> Como regra, os fatos ordinários e previsíveis não ensejam a renegociação, salvo disposição contratual ou legal expressa em sentido contrário. O único fato previsível que usualmente enseja a recomposição da equação econômico-financeira é a desvalorização da moeda, que acarreta o *reajuste* (não *revisão*) de preços.

<sup>91</sup> ARAGÃO (2013, p. 610)

<sup>92</sup> MORAND-DEVILLER (2011, p. 412)

<sup>93</sup> A alteração unilateral do contrato consiste na possibilidade de o concedente modificar cláusulas e condições contratuais para satisfação, em cada momento histórico, do interesse público – v.g. aplicar um material novo e mais resistente que o originalmente previsto para a realização de obras, ampliar a rede para cobrir comunidades que se tenham formado desde o início do contrato, etc.

<sup>94</sup> O fato do príncipe repousa em uma determinação geral e imprevisível, expedida pelo próprio contratante, que afete direta e especialmente o contrato ou a sua consecução – v.g. determinadas variações tributárias.

Uma formatação tal, como é intuitivo, torna o instrumento jurídico da concessão altamente permeável a sucessivas renegociações no curso do cumprimento dos contratos e ao comportamento oportunista<sup>96</sup> dos parceiros privados, o que, veremos melhor adiante, dá ensejo à assunção de pesados encargos por parte do poder concedente – e, em última instância, dos usuários – e a inúmeras dificuldades e ineficiências em virtude dos elevados custos de transação que daí advêm.

### 2.1.2. Autorização

O segundo formato usualmente empregado para habilitação de agentes privados à exploração dos serviços de infraestrutura em rede é a autorização ou licenciamento.

Autorizações e licenças (ou licenciamentos) são atos administrativos que reconhecem ao particular o direito de explorar determinadas atividades que, por sua conexão com o interesse público, demandam prévia análise e consentimento do Estado para serem exercidas.

Estes atos, portanto, pressupõem a existência de um direito anterior ao exercício destas atividades, ainda que em estado latente e condicionado à expedição do ato administrativo, servindo à exploração de atividades cuja titularidade seja privada, não pública, passando, então, o particular, uma vez outorgado o título, a exercê-las por *direito próprio*.

Uma primeira consequência desta lógica é a de que são os próprios particulares, por sua livre iniciativa, que constroem o mercado, promovendo o financiamento, a implementação, a operação e a gestão dos serviços autorizados por sua conta e risco, recaindo sobre o governo unicamente a possibilidade de *induzir* os particulares (via subsídios, isenções fiscais, etc.) a encamparem serviços e projetos considerados pertinentes para a consecução dos objetivos públicos, e *ordenar* tais atividades, a fim de que, com o seu exercício, não só não contrariem os interesses públicos, como sejam *direcionadas* ao seu atingimento.

Quer dizer que o Estado, ao invés de assumir, *gerencia* riscos, alocando-os equitativamente (desde que boa a regulação) entre operadores privados e usuários.

Sob uma conformação tradicional e clássica do Direito Administrativo, consoante SILVA (2008, p. 283-284), “as autorizações são (...) actos administrativos que visem tornar possível o exercício de uma actividade excepcionalmente retirada à disponibilidade do sujeito,

---

<sup>95</sup> Os fatos da Administração são ações ou omissões atribuíveis ao poder concedente que tenham o efeito de impedir, procrastinar ou agravar a execução do contrato, atingindo direta e concretamente o objeto contratual – v.g. a não entrega de desapropriação do local em que a obra necessária à prestação do serviço deve ser executada.

<sup>96</sup> GUASCH (2004, p. 19)

para garantir a harmonização entre o exercício desse direito privado e o interesse público, ou, quando for o caso, de dois interesses públicos de grau diverso”.

E, grosso modo, enquanto as autorizações viabilizariam, na definição tradicional, o exercício de poderes discricionários para ponderação entre os interesses e o direito privado e o interesse público em jogo, as licenças seriam outorgadas mediante ato vinculado, pautadas nas pré-ponderações realizadas pelo legislador quanto às condições a serem cumpridas pelo particular necessárias à conformação do direito privado ao interesse público<sup>97</sup>.

Durante muito tempo ambos institutos foram conceituados e estudados como remetentes ao exercício de poder de polícia do Estado, sob a clássica versão oitocentista, esgotando-se o poder de conformação estatal com a mera emissão do ato e, por outro lado, sujeitando-se o particular à precariedade do ato, por motivo de conveniência e oportunidade da autoridade autorizante, ou por descumprimento ou mudança das condições a serem observadas vinculadamente previstas em lei.

Estes tipos de autorizações e licenças tradicionais não se confundem, porém, sob a nossa ótica, com as autorizações e os licenciamentos atualmente outorgados nos ambientes regulados, porquanto estes últimos não se esgotam na simples outorga, tampouco são revestidos, no nosso entender, da precariedade típica daqueles outros atos administrativos<sup>98</sup>.

---

<sup>97</sup> No direito português, SOARES (1978, p. 116-121) distingue as autorizações constitutivas de direitos, que são atos administrativos permitidos pelo legislador à Administração para que, “depois duma ponderação das especiais circunstâncias do caso, possa o agente atribuir ao sujeito privado o poder que lhe foi retirado, em termos de não suscitar ofensa ao interesse público”, e as autorizações-permissivas, que se referem a “situações caracterizadas pela existência de um direito cujo exercício, todavia, pode importar sacrifícios especiais para o quadro de interesses públicos que convém acautelar”

<sup>98</sup> Este entendimento, à evidência, não é absoluto e generalizável para todo e qualquer setor ou atividade econômica, havendo exceções previstas no ordenamento positivo no que tange à precariedade dos títulos habilitantes em ambientes regulados, sendo o caso, p. ex., da licença ambiental em Portugal, a qual, conforme a alínea g do n.º 2 do artigo 18.º do Decreto-Lei n.º 173/2008, tem prazo de validade de 10 anos, podendo, porém, ser renovada (art. 19.º). No entanto, inexistindo previsão legal quanto à precariedade do título ou não sendo ele emitido sob prazo determinado, entendemos que a própria natureza especial da relação jurídica continuativa estabelecida entre poder autorizante e autorizatário nestes casos, marcada pela *funcionalização reforçada* das atividades privadas reguladas ao interesses públicos primários e/ou estratégicos que são dados ao Estado perseguir, impõe responsabilidades igualmente reforçadas que recaem sobre o regulador relativamente à proteção e ao respeito da posição jurídico-subjetiva do particular, em especial à luz do princípio da confiança legítima e, particularmente no caso de atividades com preços regulados, ao equilíbrio econômico-financeiro geral das contas do autorizatário para amortização dos investimentos realizados, conforme veremos à frente (II.2.2.1.2.) e tratamos, ainda que sucintamente, nas notas 81 e 112. Parece ser nesta linha a disposição do projeto de novo Código de Processo Administrativo Português, cujo artigo 166.º prevê: “2 - Os atos constitutivos de direitos só podem ser revogados: “a) Na parte em que sejam desfavoráveis aos interesses dos beneficiários; b) Quando todos os interessados manifestem a sua concordância e não estejam em causa direitos indisponíveis; c) Com fundamento em alteração objetiva das circunstâncias ou na superveniência de conhecimentos técnicos e científicos em face dos quais eles não poderiam ter sido praticados; d) Com fundamento em reserva de revogação, na medida em que o quadro normativo aplicável consinta a precarização do ato em causa e se verifique o circunstancialismo específico previsto na própria cláusula. 3 - Para efeitos do disposto na presente secção, consideram-se constitutivos de direitos os atos administrativos que, sem carácter precário, atribuam ou reconhecem situações jurídicas de vantagem ou eliminem ou limitem deveres, ónus, encargos ou sujeições. 4 -

Nos dizeres de ENTERRÍA e FERNÁNDEZ (1999, p. 133-134), “a autorização foi transplantada ao complexo campo das atividades econômicas, nas quais desempenha um papel que não se reduz ao simples controle negativo do exercício de direitos, mas que se estende à própria regulação do mercado, com o explícito propósito de orientar e conformar positivamente a atividade autorizada no sentido da realização de uns objetivos previamente programados ou ao menos implicitamente definidos nas normas aplicáveis”<sup>99</sup>.

A relação de sujeição dos particulares autorizatários e licenciados ao poder e conformação do Estado (na figura do regulador) é, pois, continuativa, projetando-se para o futuro, viabilizando a ordenação – positiva e negativa – constante e ininterrupta das condutas particulares para o atingimento dos interesses e objetivos públicos, pelo tempo que durar a exploração da atividade econômica pelo particular, que, como regra, não é limitado ou sujeito a prazo.

Logo, pelo instrumento da autorização, embora explore o serviço por direito próprio, ao pleitear e lograr a outorga de uma autorização/licenciamento, o particular *adere* ao regime jurídico-regulatório (ao ordenamento setorial) daquela atividade, devendo adequar-se sucessivamente às obrigações e parâmetros conformadores impostos pelo regulador durante todo o curso da implementação da infraestrutura e da prestação dos respectivos serviços<sup>100</sup>.

---

Na situação prevista na alínea c) do n.º 2, os beneficiários de boa-fé do ato revogado têm direito a serem indemnizados, nos termos do regime geral aplicável às situações de indemnização pelo sacrifício. 5 - Sem prejuízo do número anterior, quando a afectação do direito, pela sua gravidade ou intensidade, elimine ou restrinja o conteúdo essencial desse direito, o beneficiário de boa-fé do ato revogado terá direito a uma indemnização correspondente ao valor económico do direito eliminado ou da parte do direito que tiver sido restringida”.

<sup>99</sup> No mesmo sentido, CASSAGNE (1994, p. 81) acentua que “a diferença [entre autorização por operação, tradicional, e autorização operativa ou funcional] não é puramente conceitual ou didática, mas se projeta sobre as relações entre o particular e a administração. Nas autorizações de operação, o poder desta última se esgota com a emissão do ato, não dando, salvo previsão expressa em contrário, origem a nenhum vínculo posterior com o administrado. Ao revés, nas autorizações de funcionamento há uma vinculação permanente com a administração, com a finalidade de tutelar o interesse público, admitindo-se – tanto na doutrina como na jurisprudência espanhola – a possibilidade de modificação do conteúdo da autorização para adaptá-lo, constantemente, à dita finalidade, durante todo o tempo em que a atividade autorizada seja exercida”. Não por outro motivo que, conforme vimos na nota *supra*, o projeto de novo Código de Processo Administrativo Português visa a autorizar, no n.º 2, alínea c, do artigo 166º, a modificação dos regimes jurídicos das atividades reguladas por alteração superveniente das circunstâncias que atinem ao ambiente regulado.

<sup>100</sup> Evidentemente, havendo prejuízo especial e anormal sofrido pelo particular em decorrência da expedição de atos individuais concretos ou gerais e abstractos, ainda que legais, poderá ter lugar a responsabilização civil do Estado ou o dever de compensação do sacrifício, cf., aliás, prevê o projeto de novo Código de Processo Administrativo Português no artigo 166º, n.ºs 4 e 5.

## **2.2. Cotejo analítico**

À vista das características dos regimes jurídicos da concessão e da autorização descritas *supra*, podemos extrair importantes pontos em comum na lógica entre ambos regimes habilitantes, que, porém, se diferenciam essencialmente na forma com que as relações entre Estado e particular se desenvolvem e com que as respectivas equações econômico-financeira são balanceadas.

### **2.2.1. Aproximações**

Autorizações e concessões, como instrumentos jurídicos habilitantes para a instalação e operação por particulares de infraestruturas diretamente conectadas a interesses coletivos, operam sob lógicas substancialmente análogas. Vejamos.

#### **2.2.1.1. A regulação por contrato e as cláusulas regulatórias**

Tanto a autorização, quanto o contrato de concessão se colocam a regular (em sentido *lato*) a organização das indústrias de infraestrutura, disciplinando e conformando os parâmetros e *standards* de condutas a serem cumpridos pelos agentes regulados para o atingimento dos interesses públicos, seja através de cláusulas e obrigações contratuais, *inter alia*, seja por decisões individuais aplicadas a um determinado agente regulado, seja por normas gerais e abstratas aplicáveis a todos os agentes de um determinado setor.

O contrato de concessão, portanto, tal como a autorização, é um instrumento de regulação, que submete o agente privado a um feixe de direitos e obrigações, monitoramentos, fiscalizações e possíveis cominações de sanções que servem, em último grau, a estruturar de acordo com o interesse público as relações que têm lugar em determinado mercado.

Daí aludir a doutrina, consoante GONÇALVES (2010, p. 1021), a uma *regulação por contrato*, *i.e.* “ao potencial regulatório dos contratos de concessão: na verdade, na hipótese em análise, a função regulatória do mercado cabe ao contrato de concessão (de serviços ou de infra-estruturas) ou, em geral, ao contrato público que habilita a empresa a entrar num determinado mercado e que define as ‘regras’ sobre o comportamento das empresas (...) Nesta aplicação, o contrato regulatório não constitui, portanto, uma novidade; em rigor, não representa mais do que um novo nome para uma velha realidade”.

Este fenômeno se reforça pelo fato de que tanto a autorização, quanto a concessão operam através de contínuas e incessantes adaptações do regime jurídico aplicável ao agente privado para fins de conformação aos cambiantes interesses coletivos afetos às indústrias de infraestrutura.

O fato de estarem presentes, nestas indústrias, interesses públicos primários, que são naturalmente cambiantes, e, notadamente no caso das *smart grids*, tecnologias e relações intersubjetivas dinâmicas que evoluem sempre e rapidamente, implica a necessidade constante de adaptação e modificação das obrigações impostas aos agentes privados para atender às mutações da realidade.

Mediante a autorização, o particular adere ao regime jurídico consubstanciado no ordenamento setorial, devendo conformar-se continuamente aos princípios e regras, atuais e futuros, exarados pelo regulador.

Da mesma forma, malgrado sujeita a um regime contratual, a concessão não escapa às constantes adaptações a serem realizadas no curso da execução do contrato. Os contratos de concessão, com efeito, são marcados por uma constante mutabilidade, justificando a conferência de poderes exorbitantes à parte concedente para modificar (unilateral ou consensualmente) as condições contratuais de modo a compatibilizá-las constantemente com os interesses e objetivos que vão emergindo e cambiando ao longo da execução do pacto.

Seja pelos longos prazos de duração destes contratos, seja pela alta complexidade de seus objetos, é impossível antecipar, quando de sua celebração, todos os interesses, tecnologias e demandas que advirão no curso de sua execução.

O que se preenche sempre – e constitui núcleo intangível do contrato – no momento da celebração do pacto são as cláusulas constitutivas da equação econômico-financeira e da repartição de riscos, estabelecendo os parâmetros que perdurarão e deverão ser obedecidos durante todo o prazo contratual.

As demais condições da avença, que respeitam à forma do cumprimento contratual, encontram-se sujeitas a vicissitudes provocadas pelos agentes contratantes ou por fatores exteriores. Portanto, os contratos de concessão são essencialmente *incompletos*.

Isto significa que os projetos, obrigações e perspectivas calculados no momento da assinatura do negócio podem (e na quase totalidade dos casos é exatamente isto que ocorre) tornar-se obsoletos<sup>101</sup>, inadequados ou mesmo imprestáveis ao longo do tempo e à vista de mudanças na realidade fática.

---

<sup>101</sup> SAUSSIÉ (2013, p. 8)

Assim, não é possível, como tampouco é desejável que a regulação (*lato sensu*) da implementação, gestão e operação das infraestruturas em rede seja feita exclusivamente pelo instrumento contratual. Por isso, há a submissão automática do concessionário, salvo expressa disposição em contrário, ao regime normativo (constante de lei, decreto e regulamentos) geral vigente para as atividades delegadas<sup>102</sup>.

Para além das cláusulas delineadas no contrato, portanto, aderem ao regime jurídico da concessão as denominadas “cláusulas regulamentares ou de serviço”, as quais disciplinam o modo e a forma de realização do objeto contratual, compatibilizando-o sempre aos interesses públicos, e, conseqüentemente, “podem ser modificadas ou suprimidas pelo Poder Público, toda vez que as contingências sociais se alterarem ou o interesse coletivo o exigir”<sup>103</sup> – e, à evidência, caso tais modificações unilaterais do feixe de direitos e obrigações a que se encontra sujeito o contratado impacte a equação econômico-financeira original, terá lugar o reequilíbrio.

Aproximam-se, então, a autorização e a concessão por submeterem os agentes privados continuamente – até o fim do prazo contratual, no caso da concessão, ou indefinidamente, no caso, como regra, da autorização – à evolução da indústria e à adaptação às novas realidades e interesses que se colocam, o que dá ensejo a um segundo conjunto de características análogas entre ambos o regimes que consiste na obrigatoriedade de manutenção do equilíbrio econômico-financeiro do particular.

### **2.2.1.2. O direito ao equilíbrio econômico-financeiro**

O regime de concessão calca-se precipuamente na incolumidade da equação econômico-financeira do contrato, no sentido de que quaisquer modificações – unilaterais, bilaterais ou decorrentes de fatores externos ao contrato – do feixe de direitos e obrigações a que se encontra sujeito o contratado dará lugar a um reequilíbrio da equação econômico-financeira original caso seja ela impactada.

No caso da autorização, não é pouca a doutrina que defende que, por estar-se diante de uma atividade econômica de titularidade privada, o particular assumiria todo e qualquer risco do negócio, não fazendo jus à continuidade do regime setorial, nem adquirindo direitos à manutenção do equilíbrio de suas contas (um equilíbrio econômico-financeiro global),

---

<sup>102</sup> CAETANO (1996, p. 243)

<sup>103</sup> MEIRELLES (1991, p. 191)



tampouco a compensações por eventuais mudanças implementadas no ordenamento setorial, devendo apenas sujeitar-se aos comandos estatais.

Em ambientes regulados cujos preços são livres, anuímos com tal entendimento, porquanto, neste caso, o desempenho dos particulares é guiado e subordinado à lógica do mercado, operando as obrigações impostas pelo regulador somente como um dos custos – o “custo regulatório” – somando a todos os outros a serem considerados para o cálculo dos preços que promoverão uma taxa de retorno considerada suficiente e economicamente viável pelo particular.

Para a situações de *preço regulados* – como no caso do setor elétrico –, porém, entendemos que a visão tradicional é por demais simplista quanto à natureza e às consequências da habilitação via autorização, deixando de considerar as complexidades e as peculiaridades que caracterizam estes mercados.

Nestes casos há, na relação Estado-operador, uma forte ingerência estatal, devendo os agentes privados ordenar as suas atuações aos planos e políticas públicas exaradas pelo Estado sem que lhes seja dada a possibilidade de ajustar livremente os preços cobrados do usuário final para fazer frente aos custos que lhe são impostos para o cumprimento desta incumbência.

Ou seja: os “custos regulatórios” passam a ser *internalizados* pelos agentes privados e somente mediante autorização do regulador podem ser repassados para os usuários pela via do preço. Consequentemente, também o lucro a ser obtido pelo particular – e que é o principal motor de suas escolhas e suas atividades – passa a ser limitado e arbitrado pelo regulador.

Por conseguinte, o retorno dos investimentos realizados depende de uma formatação regulatória que garanta o equilíbrio entre despesas e receitas, equalizando o balanço econômico-financeiro do particular em contrapartida à alocação de recursos e à prestação de serviços direcionados ao atingimento do interesse público, sob pena de configurar-se um expropriação, por via transversa, do patrimônio particular para fins de interesse coletivo, o que, de qualquer modo, obrigaria a uma justa compensação financeira.

A experiência prática colhida em países com antiga e ampla presença de agentes privados em mercados desta natureza corrobora o exposto.

Nos Estados Unidos e Inglaterra, a titularidade privada das atividades e infraestruturas não impediu nem que fossem amplamente regulados os serviços e as tarifas em prol do interesse público, nem que o cálculo das tarifas aplicáveis considerasse não só a distribuição de risco entre operadores e usuários, como a remuneração justa dos agentes privados e a devida amortização de seus investimentos.

De fato, a Suprema Corte Norte-Americana, em famoso *leading case*, assentou que “deve haver um justo retorno sobre o valor razoável da propriedade no momento em que está sendo usada pelo público. (...) o que a companhia está intitulada a pedir é um retorno justo sobre o valor do que emprega para a conveniência pública (...). A taxa de retorno deve ser razoavelmente suficiente para assegurar a confiança na saúde financeira da *utility* e deve ser adequada, sob gerenciamento eficiente e econômico, a manter e assentar o seu crédito e permitir o levantamento de fundos necessários para desincumbir-se propriamente de seus deveres públicos”<sup>104</sup>.

E fixou como parâmetros para ensejar um balanceamento voltado à razoável e suficiente adequação da taxa de retorno as “mudanças afetando a oportunidade para o investimento, o mercado financeiro/de empréstimos [*money market*] e condições de negócio gerais”<sup>105</sup>.

QUINN e REED (2010, p. 846), tratando da realidade estadunidense do setor elétrico, expõem que “Os reguladores determinam quanto os acionistas [*shareholders*] de uma IOU [*Investor-owned electric utilities*] podem pagar, que despesas o operador pode recuperar junto aos usuários, os níveis de tarifas para certas classes de usuários, o grau até o qual as tarifas podem ser modificadas em certas circunstâncias, e como o operador pode expandir a sua capacidade para fazer face às projeções de demanda futura”. E, para o que realmente importa para o cerne de nossa explanação, “os reguladores, no entanto, encontram limites reais. Eles devem balancear as recuperações de custos de investimentos do operador através das tarifas com os direitos dos usuários em uma maneira justa, alcançando (...) um balanço razoável entre interesses concorrentes”.

Perante estas considerações, as modificações e imputações de obrigações realizadas pelo regulador no regime de habilitação via autorização, desde que afetem o balanço geral entre os custos de investimentos e as taxas de retorno devidas aos operadores autorizatários, dão ensejo a direitos a uma acomodação tarifária.

Portanto, no nosso entender, o autorizatário faz jus a um “equilíbrio econômico-financeiro” geral, *i.e.* à justiça da compensação e remuneração pelos investimentos realizados e pelos serviços prestados, tal como nos casos das concessões.

Não por outro motivo que uma parte considerável da doutrina refere a uma *regulação como contrato* para explicitar a forte aproximação entre as lógicas de interação e

---

<sup>104</sup> U.S. SUPREME COURT. *Bluefield*

<sup>105</sup> *Idem*

relacionamento existentes dentro dos sistemas regulatórios *stricto sensu* e dos sistemas contratuais<sup>106</sup>, figurando o agente regulado como que um agente ou comissário do Estado.

Apesar de reconhecermos a importância desta doutrina na explicitação dos pontos de encontro entre o regime da autorização e o regime contratual da concessão, sobretudo no reforço das responsabilidades públicas de estabilização das relações jurídicas travadas entre o Estado e os agentes privados e de proteção ao direito destes últimos a uma remuneração justa e equânime em contrapartida ao atendimento dos parâmetros e obrigações impostos pelo poder público (pela via contratual ou regulatória) para persecução do bem-estar geral, entendemos que há substanciais diferenças na forma sob a qual se desenvolvem ambos instrumentos habilitantes que não permitem chegar ao ponto de igualá-los. Vejamos.

### **2.2.2. Diferenças**

É do nosso entendimento que a diferença entre os regimes de concessão tradicional e autorização em ambientes de tarifas reguladas repousa na *forma* com que as modificações e revisões tarifárias podem ser implementadas e nos respectivos impactos que têm o condão de gerar na eficiência global das atividades cujo desempenho se põem a habilitar.

A contratualização formal e explícita do vínculo jurídico entre o Estado e o agente privado – que se revela na concessão, mas se encontra ausente na autorização – tem o condão de implicar diferenças substanciais nos títulos habilitantes ora em análise, a partir da maior ou menor discriminação dos fatores hábeis a disparar o rebalanceamento do equilíbrio do operador, da maior ou menor flexibilidade e agilidade com que a revisão do regime jurídico pode se dar e da forma com que o reequilíbrio pode ser implementado, o que faz com que sejam gerados maiores ou menores custos (especialmente de transação) ao Estado e aos usuários.

#### **2.2.2.1. Segurança**

Em setores de infraestrutura, o fator *segurança* é, como intuitivo, de suma importância, por atribuir direitos e garantias aos investidores de que se remunerarão de forma justa e proporcional pelas alocações monetárias que realizarem e poderão utilizar-se dos instrumentos judiciais adequados para fazer valer os seus direitos, o que culmina em

---

<sup>106</sup> GONÇALVES (2010, p. 1008-1011)

incentivos ao aporte de capitais e na redução dos riscos e, conseqüentemente, do custo do financiamento.

A formalização do vínculo jurídico em um instrumento contratual atrai um feixe de normas protetivas que se voltam a alcançar a estabilidade das relações jurídicas, gerando direitos que passam a ser adquiridos pelas contrapartes pelo exercício ativo da autonomia da vontade.

Dessa maneira, a *contratualização do vínculo jurídico* têm o efeito de (i) formalizar uma determinada relação jurídica equilibrada, que deve assim permanecer até o término do prazo contratual – o qual, por sua vez, é balizado pelo período necessário à auferição de bônus para compensar os ônus contratualmente imputados às partes; e (ii) transformar automaticamente em ilícito o descumprimento de cláusulas ínsitas ao núcleo sinalagmático e comutativo do pacto, atraindo de pronto intervenção judicial para sustar ou reparar a ofensa gerada, conferindo uma segurança jurídica reforçada à relação entre Estado e agente privado.

Ademais, o contrato é um instrumento de repartição de riscos, *i.e.* promove uma alocação entre as partes de inúmeros riscos afetos ao objeto contratual. E, uma vez celebrado o pacto, a alocação de riscos acordada pelas partes estabiliza-se e mantem-se durante todo o prazo do negócio. Daí que, conforme vimos acima (II.2.1.1), o tradicional contrato de concessão aloca os riscos (áreas econômica e administrativa) de forma *estanque*, tendo já trabalhado largamente o legislador, a doutrina e a jurisprudência para arrolarem as circunstâncias que disparam o reequilíbrio contratual e quem deve arcar com os respectivos prejuízos, o que acaba por se refletir e assentar nas cláusulas dos contratos de concessão.

Isto permite que as partes contratantes tomem conhecimento, calculem e “monetarizem” antecipadamente os riscos que lhe são alocados, reduzindo, em princípio, os cenários de incerteza que operam como fatores instabilizadores das relações jurídicas.

Em acréscimo, por ser um instrumento de regulação, o contrato de concessão traz já em si parâmetros e obrigações-chave que vinculam tanto o concessionário quanto o poder concedente, reduzindo, em consequência, a discricionariedade regulatória da entidade responsável pela ordenação e fiscalização de condutas em um determinado setor regulado.

Isto significa que as “cláusulas regulatórias” e as posteriores modificações que atinjam a execução do contrato devem remeter-se ao sistema de regulação contratual original, o que contribui para que haja menos desvios e, naturalmente, uma maior confiança na estabilidade do regime jurídico aplicável ao concessionário.

Em contrapartida, a ausência de contratualização do vínculo no caso da autorização teria o condão de tornar tais relações jurídicas menos estáveis e, portanto, menos seguras, impactando nos incentivos e no comportamento dos agentes privados em levar a efeito investimentos em ambientes regulados.

Na autorização, há uma maior liberdade do regulador em conformar as condutas dos agentes privados, cujos direitos – ao equilíbrio da relação jurídica e à compensação por eventuais abusos ou rupturas da parte do regulador – não se encontram previamente assegurados, descritos e delimitados em um instrumento contratual, colocando-se parâmetros mais gerais a serem aplicados para o balanceamento da relação “justa taxa de retorno-tarifa” e um poder maior de conformação constante na equiponderação dos direitos e interesses em jogo e dos riscos existentes no mercado.

Do mesmo modo, pelos direitos dos agentes regulados não se encontrarem previamente formalizados e arrolados em um termo contratual, eventuais rupturas ou ilicitudes praticadas pelo regulador podem não se relevar tão fácil ou nitidamente<sup>107</sup> como no caso de alterações que contradigam cláusulas dos contratos de concessão, majorando os ônus argumentativos e probatórios dos agentes regulados em fazer valer os seus direitos.

Finalmente, por se tratar de um ato jurídico unilateral, a autorização ainda é entendida por uma parte substancial da doutrina como um título precário, passível de ser revogado por conveniência e oportunidade da entidade pública que o outorgou sem que isso confira ao particular, a princípio, direito a posteriores compensações.

Sob a ótica tradicional do instrumento da autorização, portanto, dificilmente este título habilitante seria hábil a conferir aos agentes privados a segurança mínima necessária ao aporte dos vultosíssimos recursos que demandam as *smart grids*.

Entendemos, porém, inclusive pelos motivos já expostos quando tratamos do direito dos agentes regulados ao equilíbrio econômico-financeiro global de suas contas, que as autorizações em ambientes de preços regulados não possam ser submetidas ao regime tradicional aplicado às autorizações e licenças públicas em geral, porquanto as relações que se desenvolvem triangularmente entre Estado, operadores privados e usuários nos ambientes de preços regulados são dotadas de importantes peculiaridades.

No plano do relacionamento entre Estado e agentes privados, as atividades desenvolvidas sob um regime de preços regulados são fortemente *instrumentalizadas* e *funcionalizadas* à consecução de objetivos, políticas e interesses públicos específicos destes

---

<sup>107</sup> GONÇALVES (2010, p. 1023)

mercados, em que o Estado-Regulador arrola os fins e, os particulares, implementam os meios para lográ-los.

Diante disso, não vemos a relação regulador-operador como uma relação de simples sujeição deste último às regras exaradas e aos interesses públicos identificados e arrolados pelo primeiro. Na verdade, enxergamos também uma relação associativa-cooperativa em que ambos contribuem para a construção do mercado, encampando, o operador, os projetos e políticas governamentais e realizando os investimentos necessários a implementá-los, e promovendo, o regulador, um ambiente seguro e (tecnicamente) apropriado para o desenrolar destas atividades e equiponderando os interesses públicos e privados em questão.

Daí defendermos não só que a relação continuativa entre regulador e operador *em atividades de preços regulados* deve ser regida primacialmente pela *confiança*, introduzindo-se as mesmas lógicas de comutatividade, boa-fé e equilíbrio que constituem as bases das relações contratuais, como a impossibilidade de conferir-se natureza precária ao título habilitante, seja pelos altíssimos custos envolvidos na implementação e gestão destas atividades, seja pela incompatibilidade de uma tal solução com a confiança que deve ser deferida pelo Estado aos particulares que aderirem aos projetos e políticas públicas<sup>108</sup>.

Sob a ótica da relação Estado-usuário, por outro lado, o regulador não atua meramente como advogado ou protetor dos direitos dos usuários perante a indústria. Vai mais além: estipula regras e condicionamentos à auferição destes serviços e aloca, mediante a tarifa, riscos a serem por eles suportados. Da mesma forma que usuários e operadores não se relacionam meramente como fornecedores-consumidores, porquanto financiam e gerem cooperativamente as infraestruturas e os serviços prestados sob a lógica do clube.

Significa, então, que as complexas relações que têm lugar nestes ambientes regulados não permitem aplicar, sem as devidas ponderações e adaptações, as conclusões alcançadas pela doutrina e pelos tribunais para os institutos e relações clássicas e tradicionais do direito administrativo<sup>109</sup> - no nosso caso, para as autorizações e para as licenças.

Não que não haja relações de sujeição (exercício de poder de polícia) clássicas em ambientes regulados. Mas na construção e na organização de um novo marco setorial para as

---

<sup>108</sup> Cf. SILVA (2008), relativamente às autorizações para geração de energia elétrica, “O *acto* não aparece aqui como instrumento de tutela do interesse público, mas como instrumento *administrativo de coordenação de direito público e do direito privado*, através da conformação dos direitos dos privados segundo as orientações de política pública do sector, que designamos como ‘*actos administrativos de orientação de comportamentos*’” (p. 285-286), concluindo que “isso leva que os actos não possam ser revogados a partir do momento em que se tornam definitivos” (p. 288)

<sup>109</sup> Sobre os instrumentos jurídicos tradicionais e o “novo direito administrativo”, v. SILVA (2008); SILVA (2010); e GARCIA (2009)

*smart grids*, sobretudo em matéria de financiamento e gestão – que é sobre o que nos debruçamos aqui –, elas não se nos afiguram aplicáveis.

A consequência disso repousa na necessidade de reforço das responsabilidades do regulador em desenvolver uma política regulatória harmônica, dialógica e estável, evitando rupturas injustificadas no regime jurídico aplicável ao setor e construindo conjuntamente o mercado com os agentes regulados

Uma nova postura das autoridades públicas reguladoras, à vista disso, conjugada com uma transformação da orientação do instrumento da autorização de um título unilateral precário que habilita o Estado a exercer indiscriminadamente potestades públicas para um título habilitante que confere direitos e promove a estabilização de relações e cenários regulatórios, torna-se indispensável a suprir a ausência de segurança jurídica reforçada de que carecem as autorizações em virtude da não-contratualização do vínculo jurídico sob que operam.

#### **2.2.2.2. Flexibilidade**

Ao mesmo tempo que a contratualização do vínculo jurídico confere segurança aos agentes privados, reduz substancialmente a flexibilidade do regulador em adaptar contínua e tempestivamente as atividades em vigor às necessidades e mutações da realidade, afigurando-se estes dois valores essenciais para o desenvolvimento das indústrias de rede – segurança e flexibilidade – como inversamente proporcionais, o que denota a complexa e difícil tarefa em confrontá-los e ponderá-los na modelagem jurídica dos setores infraestruturais.

A flexibilidade em indústrias de rede é essencial em razão dos cambiantes interesses públicos atrelados a estes bens e atividades, e, sobretudo no caso das *smart grids*, dos desenvolvimentos constantes da tecnologia, das múltiplas e complexas relações intersubjectivas e das dinâmicas sociais que terão lugar no ambiente regulado<sup>110</sup>.

---

<sup>110</sup> Não é demais acrescentar que também a aléa econômico-financeira internacional vem interferindo crescentemente nos setores econômicos, inclusive energéticos, devendo também ser considerada quando da formatação jurídico-regulatória das redes inteligentes, notadamente em termos da flexibilidade do título habilitante para adaptar-se às cambiantes condições dos mercados e cenários globais. No presente contexto de crise econômica, deve-se ponderar, p. ex., a flexibilidade dos títulos habilitantes em permitirem a desaceleração de investimentos anteriormente previstos e projetados quando eram outros os cenários político-econômicos globais, a fim de desonerar o poder público e, mesmo, os usuários de desembolsarem substanciais quantias em projetos que, à vista da mudança de contexto, já não mais se afigurem prioritários ou sustentáveis em termos econômicos. Sem dúvidas, uma solução tal (v.g. a desaceleração de investimentos) é melhor absorvida sob títulos mais flexíveis, como a autorização, sendo certo que a solução, sob o enquadramento tradicional da concessão, de rescisão contratual por motivo de interesse público com a respectiva indenização integral do concessionário não só seria desarrazoada (no caso de o cenário global modificar-se novamente em momento posterior, permitindo a

É preciso, assim, que os esquemas regulatórios sejam permeáveis às mudanças e progressos que as *smart grids* gerarão, seja para fins de atingimento dos interesses públicos em cada momento histórico, seja para assegurar aos agentes do mercado a desenvoltura indispensável à atuação em um mercado que cada vez mais se pautará por lógicas de mercado e concorrência, evitando, em consequência, que os esquemas regulatórios aprisionem os agentes regulados em tecnologias e relações obsoletas, que impedirão o seu sucesso no mercado e, em último grau, o sucesso das próprias redes inteligentes.

A conformação evolutiva das condutas dos particulares às modificações da realidade em sede de concessão, porém, vem carregada por maiores ônus e dificuldades que sob o instrumento da autorização, precisamente por estar o poder público atrelado às condições e esquemas estabelecidos contratualmente.

Em primeiro lugar, como regra, os contratos de concessão encontram-se sujeitos ao princípio da licitação e da vinculação ao instrumento convocatório, o que significa que sejam mantidas as condições da proposta no curso da execução do contrato, *i.e.* que os direitos e obrigações derivados dos contratos celebrados no fim do procedimento licitatório sejam resguardados em face de alterações posteriores<sup>111</sup>.

Logo, embora possa adaptar algumas matérias disciplinadas no contrato, o poder concedente fica preso às escolhas estruturantes básicas (núcleo fundante do contrato) que originalmente adotou para o setor<sup>112</sup>.

Em segundo lugar, o fato de o contrato prever procedimentos e regras estanques para a incidência e a solução dos reequilíbrios contratuais faz com que sejam mais demorados e mais burocráticos os processos de renegociação de cláusulas contratuais que processos de recomposição na seara regulatória em sentido estrito.

A ausência de um vínculo formal contratualizado, no sistema de autorização/licenciamento, parece-nos, com efeito, permitir que sejam mais flexíveis e ágeis os ajustamentos dos regimes regulatórios aos objetivos públicos se comparados com as

---

continuidade dos investimentos), como altamente dispendiosa para a coletividade. Sobre estas questões e outras atinentes ao direito do investimento estrangeiro e modificações dos cenários político-econômicos nacionais e globais e seus respectivos impactos em relações jurídicas em curso, v. SILVA (2013).

<sup>111</sup> MARQUES NETO (2002, p. 210) aduz ser “completamente interdita (mesmo à luz das cláusulas regulamentares) a imposição de alterações de tal profundidade que acarretem a adulteração (...) do objeto licitado, assim entendido o conjunto de pressupostos negociais e o rol de obrigações subjacentes à outorga”.

<sup>112</sup> Isso não significa, como aliás já salientamos, que tais atividades delegadas não estejam sujeitas a mudanças e evoluções condizentes com os cambiantes interesses públicos, a inovação e evolução tecnológicas e as melhores práticas e técnicas disponíveis para a indústria. O que pretendemos salientar é que as opções estruturantes do poder concedente (*v.g.* a escolha quanto ao tipo de rede a ser empregada, as variáveis que compõem a equação econômico-financeira, etc.) que diretamente integraram o processo licitatório e ensejaram a escolha do parceiro privado não podem ser modificadas, sob pena de ofensa ao princípio da licitação e vinculação ao instrumento convocatório.



renegociações que têm lugar sob o sistema de concessão, já que os autorizatários estão sujeitos a um sistema *dinâmico* de diálogos e negociações com o regulador e, a mudança no regime, não implica necessariamente a implementação de um processo, como regra, custoso e demorado, para renegociação dos termos (fixos) de contratos.

Por fim, o fato de os contratos de concessão manterem esquemas obrigacionais e de alocação de riscos de forma *estanque* pode redundar em importantes perdas em flexibilidade e, em último grau, de eficiência da modelagem jurídica, por resultar na inevitabilidade de reiteradas *renegociações* entre o concedente e o concessionário, culminando em sucessivos reequilíbrios econômico-financeiros do contrato.

Os esquemas de reequilíbrio implementados pela via da regulação via autorização, por dizerem com a taxa de retorno geral dos agentes regulados e serem implementados para cada período regulatório (que pode ser de um, três, cinco, oito anos, etc.), permitem atribuir de forma mais célere e flexível aos agentes novas obrigações e parâmetros de conduta que os vínculos contratualizados da concessão.

A uma porque, caso tais parâmetros e obrigações integrem uma cláusula contratual, dependerão, para serem implementados, da abertura de um processo de renegociação de um aditivo contratual, demandando tempo e recursos.

A duas porque, ainda que tais parâmetros e obrigações não integrem o contrato, pertencendo ao escopo das denominadas “cláusulas regulamentares”, darão ensejo, em qualquer caso, se afetarem o equilíbrio econômico-financeiro original, a um processo de recomposição, que, como regra, é individualizado, específico e subsequente – *i.e.* para cada nova obrigação acrescida procede-se ao reequilíbrio, para fazer frente à desestabilização gerada por aquele novo fator, subsequentemente ou até no mesmo ato que impôs a nova obrigação, sem postergar o rebalanceamento para o período regulatório seguinte, que poderia, de uma só vez, proceder concomitantemente à recomposição de todas as perdas e ganhos demonstradas em uma determinada periodicidade.

Ademais, o fato de nos contratos tradicionais de concessão os riscos se encontrarem alocados de forma estanque e primordialmente correrem às expensas do poder concedente (na realidade, em último grau, dos usuários) impede que haja uma distribuição equitativa e condizente com as cambiantes realidades do mercado que o regime de autorização, em contrapartida, permite<sup>113</sup>.

---

<sup>113</sup> Corroborando o exposto, recente decisão exarada pelo SUPREMO TRIBUNAL DE ESPAÑA no STS 7406/2012, julgado em 21 de novembro, torna clara a maior flexibilidade existente nos regimes de recomposição do equilíbrio econômico-financeiro nas relações jurídicas autorizadas relativamente às relações contratualizadas.

### 2.2.2.3. Custos de transação

Custos de transação são custos que os agentes econômicos incorrem quando recorrem ao mercado para obter equipamentos, insumos ou serviços, ou simplesmente quando ingressam em uma relação jurídica com outro(s) agente(s), envolvendo custos de negociar, elaborar e garantir o adimplemento de direitos e obrigações de uma relação jurídica, seja ela formalizada/contratualizada (v.g. contrato de concessão) ou não<sup>114</sup> (v.g. uma relação entre regulador e autorizatário).

---

Naquele caso, impugnava o recorrente, geradora de energia fotovoltaica sob o regime especial de instalação e remuneração pela via de tarifas reguladas (cerca de dez vezes superior aos preços de mercado), o Real Decreto 1565/2010, de 19 de novembro, por ter ofendido os princípios da segurança jurídica, confiança legítima e o seu direito de propriedade (à justa remuneração), na medida em que reduzira para trinta anos o prazo da tarifa regulada aplicável às instalações fotovoltaicas, o qual, nos termos do anterior Real Decreto 661/2007, não parecia ter limite temporal algum. O Tribunal rejeitou o pleito recursal, calcando-se nos seguintes argumentos pertinentes à matéria ora em análise: (i) “uma medida normativa como a impugnada no presente litígio, cuja eficácia se projeta não ‘para trás’ no tempo, senão ‘para adiante’, a partir de sua aprovação, não entra no âmbito da retroatividade proibida” (p. 3); (ii) “o apelo aos princípios da segurança jurídica e confiança legítima há-de ser tratado não com vista às mudanças que se produzam sobre uma única das medidas de fomento, mas *em relação a todo o conjunto delas*, isto é, com o marco regulatório jurídico-econômico aprovado pelas autoridades espanholas em favor destes setor das energias renováveis. A análise ‘reduzida’ não permitiria, entre outras coisas, ter em conta a devida consideração a eventuais ‘compensações’ que, dentro daquele conjunto de regras favoráveis, pudessem ter-se introduzido mediante a ampliação de determinados componentes favoráveis *em troca* da redução ou da limitação (neste caso, meramente temporal) de outros” (p. 4, grifo nosso); (iii) “o Governo que fixa inicialmente os estímulos ou incentivos a cargo de toda sociedade (pois são definitivamente os consumidores quem os satisfazem) pode, posteriormente, ante as novas circunstâncias, estabelecer ajustes ou correções de modo a que a assunção pública dos custos se tempere até níveis que, respeitando o mínimo de rentabilidade para as inversões feitas, moderem as retribuições ‘finais’” (p. 6); e (iv) “a previsibilidade, em concreto, da limitação a 30 anos do período de desfrute da tarifa regulada para as instalações fotovoltaicas anteriores a setembro de 2008 (que, de todo modo, já consideramos implícita na regulação originária contida no Real Decreto 661/2007) era tão mais acentuada quanto que já se havia fixado um período máximo de 25 anos para as instalações fotovoltaicas posteriores àquela data, por virtude do Real Decreto 1578/2008, antes citado” (p. 7). Sendo assim, por ser previsível tal mudança, de acordo com as peculiaridades tecnológicas e econômicas do setor fotovoltaico e por ser imperiosa a verificação da redução do prazo relativamente a outros fatores passíveis de influenciar o equilíbrio econômico-financeiro geral do autorizatário, deixou de ser acolhido o pleito recursal, salientando-se, ainda, que a redução do prazo não atingiria a razoabilidade da remuneração e retorno dos investimento, denotando a maior flexibilidade que lastreia a regulação pela via da autorização. Parece-nos evidente que outra seria a solução caso estivesse contratualizado o vínculo e fossem aplicados os formatos de divisão de riscos tradicionais da concessão, na medida em que o prazo do contrato diz diretamente, como regra, ao período necessário à recuperação dos investimentos por parte dos concessionários e a recomposição da equação econômico-financeira independe, também como regra, de perquirição de eventual previsibilidade ou legítima confiança depositada pelo particular nas ações do poder público. Logo, uma vez reduzido unilateralmente pelo poder concedente o prazo para cobrança das tarifas tal como originalmente fixadas, não temos dúvidas em afirmar, sob a lógica e a doutrina tradicionais dos contratos de concessão, que a mesma situação analisada pelo tribunal espanhol daria azo ao reequilíbrio contratual em uma situação de concessão.

<sup>114</sup> Em termos de custos de transação, a menção a contrato pode ser entendida, tal como empreendemos no presente trabalho, como uma metáfora para capturar toda relação jurídica de dar e receber, inclusive entre uma agência reguladora e um agente privado (FREEMAN, 2003).

Os custos de transação revelam-se particularmente importantes em três dimensões: (i) incompletude dos contratos (e dos parâmetros que norteiam as relações jurídicas em geral); (ii) comportamento oportunista e (iii) problemas de catividade [*hold-up problems*]<sup>115</sup>.

Os contratos ou relações jurídicas incompletas são, sob a ótica econômica, consoante LYON e HUANG (2002, p. 108), aqueles que “não realizam os ganhos potenciais com as trocas e conseqüentemente dão às partes incentivos para renegociar ou quebrar o contrato original para atingir ganhos adicionais com o contrato”.

Daí exsurtem, à evidência, custos e dificuldades adicionais calcados no advento de contingências futuras, não prescritas ou não esperadas, na reformulação das bases em que se assentou a relação jurídica e, inclusive, em eventuais desvios ou erros cometidos pelas cortes judiciais em interpretar e fazer cumprir os direitos e obrigações advindos de um pacto incompleto<sup>116</sup>. A incerteza, portanto, é monetizada.

Sendo assim, contratualizadas ou não, haverá custos emergentes da incompletude das relações estabelecidas, advindos do “contínuo processo de negociação como uma tentativa de ajustar as suas ações e acordos e resposta às mudanças nas circunstâncias”<sup>117-118</sup>.

Não obstante, as relações jurídicas estabelecidas por intermédio da autorização, porque não se sujeitam a vínculos contratualizados e se encontram menos atrelada a pré-conformações e pré-aloções de riscos, são mais flexíveis e mais abertas a um desenvolvimento evolutivo da indústria, afigurando-se os procedimentos levados a efeito para incorporar as mudanças na realidade social neste âmbito mais maleáveis e cada vez mais multilaterais.

A autorização, de fato, estabelece uma relação jurídica que pressupõe e assume as evoluções da indústria e do interesse público, afigurando-se inerentemente evolutiva.

A concessão, por sua vez, ao contratualizar o vínculo jurídico visando a conferir uma maior segurança e certeza aos agentes econômicos mediante o estabelecimento de garantias e procedimentos e soluções pré-concebidas, acaba por tornam menos flexível e mais onerosa a

---

<sup>115</sup> SHAPIRO (2003, p. 390-391)

<sup>116</sup> GUASCH (2004, p. 73)

<sup>117</sup> SHAPIRO (2003, p. 394)

<sup>118</sup> Vale aqui referenciar a técnica das cláusulas de estabilização, que visam, exatamente, reduzir estes pontos de incerteza e as subsequentes negociações. O seu conteúdo pode variar desde a previsão de prévio consentimento das partes para aplicação da normativa superveniente que impacte o contrato (*intangibility clauses*), a vedação de edição de normas supervenientes que impactem o contrato (v.g., em matéria trabalhista ou fiscal), congelando o regime legislativo-regulatório existente quando da celebração do pacto (*freezing clauses*), aplicação superveniente unicamente no que for consistente com o contrato (*consistency clauses*), a estabilização do regime fiscal ou tarifário (*fiscal or tariff stabilisation clause*) e a previsão de pagamentos de compensações ao investidor para fazer frente a custos adicionais incorridos para cumprir ou adequar-se a disposições normativas supervenientes (*economic equilibrium clauses*). v. MOURA (2013)

mudança. Em outras palavras: a contratualização do vínculo põem-se a criar um ambiente de certeza, onde, porém, esta inexistente, o que tem o efeito contrário e paradoxal de tornar menos estáveis as relações jurídicas e mais onerosas a sua implementação.

Daí afirmar SAUSSIÉ (2013, p. 8) que, devido à sua complexidade e longa duração, os contratos de concessão estão “claramente mais suscetíveis à incerteza e à incompletude”<sup>119</sup>, “levando a dificuldades contratuais que são remontadas a ‘custos de transação’ na literatura econômica. Estes custos de transação [*i.e.* dificuldades em implementar e dar cumprimento aos contratos] são algumas vezes importantes o suficiente para suprimir os benefícios dos contratos de concessão e não devem ser considerados como custos menores”.

Além disso, a divisão estanque de riscos em um contrato de concessão tradicional propicia mais fortemente do que a alocação dinâmica e mais flexível de riscos em uma autorização um comportamento estratégico e oportunista da parte dos agentes privados, o que tem o condão de majorar consideravelmente os custos impostos ao Estado e aos usuários.

O comportamento oportunista, em ambientes de risco e incerteza, advém sobretudo da assimetria informacional que existe entre os dois pólos de uma relação jurídica, manipulando ou aplicando estrategicamente uma das partes o maior número, entendimento ou profundidade das informações que detém para levar vantagens perante a outra, de modo a satisfazer os seus próprios interesses.

Do mesmo modo, o comportamento oportunista pode advir do maior poder de ingerência e sujeição que uma das partes possui relativamente a outra, podendo valer-se das prerrogativas reforçadas de que detém para modificar ou orientar a execução das obrigações ao atingimento de seus interesses, tornando mais custoso o monitoramento e asseguuração do cumprimento das condições originalmente estabelecidas ou impondo ônus adicionais à contraparte no caso de sucesso na desvirtuação daquelas.

Parece-nos que, também nesse caso, os contratos de concessão, comparativamente à autorização, se encontram mais permeáveis a este tipo de conduta e carregam maiores custos de transação.

Em primeiro lugar porque, nas relações de concessão, os bens e atividades delegadas são de natureza pública e os poderes de ingerência e conformação do poder público são superiores àqueles exercidos sobre as atividades e bens de titularidade privada, encontrando, neste último caso, maiores limites impostos pelos direitos fundamentais à propriedade e à livre iniciativa.

---

<sup>119</sup> SAUSSIÉ (2013, p. 1)

Isto leva a que inúmeras obrigações fundadas em interesses públicos ou, mesmo, políticos do poder público sejam impostas unilateralmente em desconsideração ao arcabouço contratual, ensejando maiores ônus aos agentes privados e maiores custos a serem pagos, em último grau, pelos usuários.

Em segundo lugar, e principalmente, a formatação estanque da divisão dos riscos potencializa aos agentes privados comportarem-se estratégica e oportunisticamente, desde a formulação das propostas em sede de procedimento licitatório até o término da concessão.

Como bem avalia GUASCH (2004, p. 19 e 37), “se os competidores acreditam que renegociações são viáveis e prováveis, os seus incentivos e formulação de propostas serão afetados, e a licitação irá provavelmente selecionar não o provedor mais eficiente, mas o mais hábil em renegociações”; “na ausência de outros competidores, renegociações então ocorrem em uma atmosfera não competitiva, e o operador e o governo engajam uma renegociação bilateral. Em tais negociações os governos estão usualmente em posições de desvantagem que confere significativa alavancagem aos operadores, permitindo-os majorar as suas posições (capurar mais rendas) relativamente às suas propostas licitatórias originais”.

E, por os riscos e obrigações de reequilíbrio já se encontrarem prévia e estaticamente previstos, o agente privado pode estrategicamente planejar as suas condutas e alocações de investimentos no curso da execução do contrato para salvaguardar ou melhorar a sua posição jurídica relativamente ao poder concedente.

Um dos principais exemplos neste sentido, é o comportamento estratégico e oportunista dos concessionários em, como regra, reduzir substancialmente os investimentos em manutenção e atualização de bens e serviços ao aproximar-se o fim do prazo da concessão, dada a sua capacidade limitada de fazer o poder concedente comprometer-se com ajustes de preços para além do termo contratual<sup>120</sup>.

Este fator, que contribui substancialmente para a obsolescência dos bens que integram as infraestruturas em rede, denota como os esquemas de reequilíbrio econômico-financeiro e alocações de riscos existentes nos contratos de concessão tradicionais podem ser ineficientes, no sentido de grande parte dos substanciais investimentos e tarefas desempenhadas pelos concessionários acabarem dependendo de posteriores recomposições, não se afigurando os esquemas econômico-financeiros originalmente acordados bastantes a suportar a execução do contrato na prática.

---

<sup>120</sup> GUASCH (2004, p. 31)

De igual modo, a ausência de investimentos ao fim do prazo contratual conecta-se com o problema da catividade, devido à especificidade de determinados bens e serviços relativamente a uma determinada indústria (no caso, a indústria de rede elétrica) e à ineficiência em termos econômicos de removê-los uma vez instalados e operantes.

Em tese, a catividade gera para a outra parte – no caso, o poder concedente, ou o regulador – uma vantagem de barganha no que concerne às condições contratuais e às renegociações, na medida em que o concessionário ou regulado não pode empregar a infraestrutura operada em funções outras além daquelas estipuladas na relação jurídica original.

Em indústrias de infraestrutura, no entanto, porquanto as prestações ofertadas aos consumidores finais são essenciais, o poder de barganha dos operadores é reequilibrado, desenvolvendo-se a relação jurídica entre Estado e operadores privados a partir de um complexo de interesses, em que o Estado reclama vultosos investimentos em bens cativos e, os agentes privados, laboram para mitigar as ingerências estatais barganhando com o teor fundamental dos serviços por si prestados.

Esta lógica, porém, não se reflete no incremento da eficiência. Pelo contrário, são os usuários os afetados com menores investimentos que os devidos em infraestrutura e com a cobrança de tarifas cada vez mais altas.

Daí que uma mudança na formatação tarifária e nos modelos regulatórios hoje operantes se afiguram, mais que qualquer decisão pela titulariedade pública ou privada dos bens e atividades, indispensáveis, de modo a fomentar que os investimentos em bens cativos sejam efetiva e adequadamente empreendidos, sem que eventuais reequilíbrios econômico-financeiros sejam necessários ou barganhas relativamente ao desempenho e qualidade dos serviços tomem lugar.

Sobre este ponto, voltaremos oportunamente quando tratarmos da modelagem tarifária e da regulação de performance e resultados (III.1 e III.3).

### **2.3. Conclusões parciais e algumas sugestões iniciais**

Ao curso do processo de escolha de um modelo organizativo para as *smart grids*, deverão ser ponderadas pelo constituinte derivado ou pelo legislador, em primeiro plano, e, posteriormente, pelo regulador, os prós e contras de cada um dos formatos habilitantes, elegendo-se prioridades e, ao fim, um direcionamento político-ideológico para o setor que

melhor se relacionem com as peculiaridades econômicas, culturais e sociais de cada jurisdição.

Na prática, porquanto as *smart grids* são tecnologias ainda em estágio de desenvolvimento que não foram amplamente testadas, não há, até o presente momento, ao menos não em grande escala, experiências concretas que possam fornecer dados bastantes e confiáveis sobre que modelo(s) de acesso à entrada e atuação dos operadores no mercado se afiguraria(m) mais eficiente(s).

Ousamos, no entanto, com base em tudo quanto já expusemos, indicar que, a princípio, a habilitação pela via da autorização se afiguraria mais hábil, comparativamente ao vínculo contratualizado da concessão, a fazer frente às dinâmicas das *smart grids*.

Não como consequência de se considerar mais eficiente e adequada a privatização da titularidade dos bens e serviços que compõem a rede elétrica – com o que não anuímos; mas como resultado de a implementação de uma indústria cujo funcionamento ainda se encontra em fase de experimentação e cuja natureza é altamente tecnológica e dinâmica reclamar progressos e acomodações constantes da regulação, o que vínculos contratualizados não se mostram passíveis de absorver sem altíssimos custos de transação para o Estado e demorados procedimentos de renegociação que muitas vezes dificultam ou emperram o avanço da regulação e, conseqüentemente, da indústria.

Quer dizer, as *smart grids*, por sua natureza altamente tecnológica e dinâmica, demandarão um processo de constante adaptação e atualização das infraestruturas e dos respectivos serviços e de contínua aprendizagem por parte do regulador a fim de que a estrutura regulatória possa evoluir *pari passu* com a indústria.

Daí a exploração destas atividades a partir de um regime jurídico calcado em um sistema de princípios e regras mais flexível e maleável mostrar-se-nos mais adequada a garantir a implementação e eficiente desenrolar das redes inteligentes, razão pela qual os títulos habilitantes que vinculem menos intensamente o regulador a fórmulas e projetos pré-concebidos, fornecendo-lhe maiores espaços de liberdade de conformação, parecem-nos mais apropriados para o atingimento destes fins.

Além disso, a eficácia dos processos licitatórios e dos respectivos contratos de concessão tradicionais em atingir os objetivos visados pelo administrador e, em última instância, pelo ordenamento jurídico, depende primariamente da habilidade do poder

concedente em especificar adequadamente as suas necessidades, detalhando os investimentos específicos que serão necessários<sup>121</sup>.

No caso das *smart grids*, essa especificação adequada mostra-se, de um lado, ainda mais essencial, devido aos altos custos das infraestruturas e à presença de custos afundados que “aprisionam” (*lock-in*) o operador às escolhas (em termos de projetos, tecnologias, operatividade, etc.) realizadas pelo poder concedente, tornando impossível ou sobejamente oneroso alterar formatos após iniciados os investimentos; e, de outro lado, ainda mais difícil, uma vez que não só não foram plenamente conhecidas e testadas as tecnologias já desenvolvidas, como não podem ser antecipadas ou conhecidas pelo poder concedente todas as tecnologias que, em médio ou longo prazo, advirão.

Atrelar, pelas vias da concessão tradicional, o operador privado a um projeto específico desenvolvido pelo poder concedente para as *smart grids*, portanto, pode ter o desastroso efeito de condenar estas infraestruturas e estes serviços à rápida obsolescência ou impor ônus e custos incalculáveis a todas as partes interessadas.

Estas constatações, entretanto, não implicam uma solução absoluta e universalizável em prol do título habilitante da autorização, nem inquinam a validade e a legitimidade de uma eventual decisão do poder político-legislativo ou do próprio regulador de contratualizarem o vínculo jurídico; tampouco de uma opção por parte do constituinte derivado ou do legislador em afetar as *atividades* e *serviços* exercidos a partir das redes inteligentes a um regime de titularidade pública.

Por ser a autorização um título que confere, naturalmente, menor estabilidade e segurança ao agente econômico, demanda um alto grau de confiança nas instituições regulatórias de que os direitos e interesses legítimos dos investidores não serão desguardados e que as mudanças regulatórias serão implementadas de forma ponderada, coordenada e gradual, sem rupturas intensas, arbitrárias e/ou inesperadas nos respectivos regimes jurídicos. Em se tratando de investimentos vultosíssimos, *segurança* é palavra de ordem.

Sucedem que nem todos os países contam com instituições regulatórias que gozam de suficiente reputação e grau de confiabilidade ou levem a cabo processos dialógicos e cooperativos legitimadores das novas soluções regulatórias encontradas para o setor. Pode, então, a depender de peculiaridades de cada jurisdição, tornar-se indispensável celebrar um contrato.

---

<sup>121</sup> SAUSSIÉ (2013, p. 2-3)



Ademais, optando o constituinte/legislador pela *publicatio* e eventualmente não comportando os regimes jurídicos nacionais formas outras de conferir a título não precário a delegação<sup>122</sup>, pode ocorrer de a concessão ser a única formatação possível.

Em ambas as hipóteses, a contratualização do vínculo poderá haver de ter lugar, deixando, assim, de ser uma opção factível ou juridicamente válida a habilitação pela via da autorização.

Nestes casos, será condição para o bom funcionamento e desenvolvimento da indústria lançar mão de técnicas contratuais que expurguem ou reduzam substancialmente as ineficiências atreladas às fórmulas contratuais e sobretudo às concessões tradicionais expostas *supra*, melhor direcionando riscos e prevendo modos de renegociação mais céleres, além de abrir maiores espaços ao gradual preenchimento das lacunas contratuais pelo regulador.

Uma delas consiste em flexibilizar o prazo de duração do contrato e fixar o termo *ad quem* no atingimento do montante total de lucro esperado pela concessionária, atuando como principal critério para escolha do contraente a menor receita acumulada ou (último) valor presente de lucro (*Last Present-Value-of Revenue – LPVR*)<sup>123</sup>. O governo, então, submete um máximo tarifário e um taxa de desconto, que pode ser fixa ou variável, e o operador irá executar as obrigações contratuais sob estes parâmetros até que o LPVR seja atingido, reduzindo substancialmente a necessidade para renegociações no curso do contrato.

Uma segunda técnica, que endereçaria os problemas de inaptidão do poder concedente em pré-conceber e pré-formatar os investimentos a serem realizados, consiste em empreender uma contratação integrada, em que o poder público divulga os principais *objetivos* que pretende alcançar com o contrato e, os potenciais contratados, apresentam propostas – dentre elas uma vencedora – que abarquem não só os projetos executivos, como os projetos básicos passíveis de alcançarem os objetivos arrolados pelo poder concedente.

O modelo congrega vantagens de viabilizar a apresentação de propostas mais criativas e mais afinadas com a técnica e a expertise da indústria e de vincular o concessionário ao projeto apresentado, criando um ônus motivacional e argumentativo reforçado para eventuais pedidos de recomposição do equilíbrio econômico-financeiro.

Finalmente, uma nova modelagem contratual de “performance” ou de “resultado” permite atrelar o valor a ser pago ao concessionário não (só) aos custos por ele incorridos durante a implementação do projeto, mas aos resultados a serem atingidos, ficando as metas e

---

<sup>122</sup> O Brasil é um bom exemplo, preceituando o artigo 175 de sua Constituição que “Incumbe ao Poder Público, na forma da lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos”.

<sup>123</sup> SAUSSIÉ (2013, p. 10).

os parâmetros de performance remetidas a gradual e constante definição e adaptação pelo regulador à luz das realidades concretas e dos resultados já alcançados, conforme elucidaremos em III.1.

### **3. Formatação da tarifa**

Além de incrementar custos de transação e gerar graves ineficiências sob a ótica econômica, na forma vista acima, o modelo regulatório-tarifário atual não garante que as sucessivas revisões tarifárias reflitam ganhos de eficiência e qualidade dos serviços prestados, impondo aos consumidores ônus e riscos que não condizem diretamente com uma majoração da utilidade que auferem destes bens e serviços – o que, no nosso entender, é um problema ainda maior.

Sendo assim, a modelagem regulatória para incorporação das redes inteligentes não pode desguardar a formatação tarifária, sendo esta uma questão fundamental para o endereçamento dos graves níveis de ineficiência e obsolescência manifestados atualmente pela indústria elétrica.

#### **3.1. Regimes tarifários tradicionais**

Consoante PETROV *et al.* (2010), os principais regimes tarifários existentes podem ser divididos em duas grandes categorias: (i) os baseados em custos (*rate-of-return*); e (ii) os baseados em incentivos (sistema *cap* e *yardstick*), embora dificilmente as diferentes jurisdições<sup>124</sup> os apliquem em suas formas teóricas puras, sendo usualmente o caso de serem misturados e complementados uns pelos outros.

##### **3.1.1. Rate-of-Return**

Sob este modelo, o regulador arbitra para a operadora, em cada período regulatório (geralmente de um ou dois anos<sup>125</sup>), um valor tarifário que seja capaz de cobrir as despesas (incluindo custos de capital – CAPEX – e custos operacionais – OPEX) incorridas na implementação, manutenção e operação das infraestruturas sob sua gestão e de conferir uma

---

<sup>124</sup> Para os diferentes regimes tarifários de 16 países membros da EU, v. EURELECTRIC (2011, p. 32-37)

<sup>125</sup> PETROV *et al.* (2010, p. 5)

taxa de retorno (lucro) suficiente para manter equilibradas as contas da companhia e permitir que dê continuidade às suas atividades.

Assim, a tarifa é, basicamente, formada pelo ressarcimento dos custos despendidos mais um percentual de lucro arbitrado/autorizado pelo regulador – daí a referência a este modelo tarifário como fundado essencialmente em custos.

Tais custos, para integrarem a base tarifária, hão-de ser aprovados em sede regulatória, seja *ex-ante* ou *ex-post*.

Mediante aprovação *ex-ante*, incumbe ao operador apresentar um plano de investimentos programados para o período regulatório subsequente, justificando a pertinência e necessidade dos custos em que calcula incorrer e dos requerimentos de retorno respectivos<sup>126</sup>, cabendo ao regulador aprová-los ou não. Uma vez aprovados, a cobertura de tais custos mais o percentual de lucro passam a integrar a tarifa a ser praticada uniformemente durante todo o próximo período regulatório, sendo eventuais custos adicionais incorridos, mas não previstos, postergados para averiguação no período subsequente.

A partir de uma aprovação *ex-post*, o operador, ao longo do período regulatório, incorre em custos de capital e custos operacionais relacionados às infraestruturas geridas, vindo posteriormente, o regulador, a analisar os efetivos investimentos despendidos e a autorizar (ou não) a sua inclusão na base tarifária para o período regulatório seguinte, com vista a permitir o ressarcimento das despesas realizadas.

### **3.1.2. Sistema Cap**

O sistema *cap* repousa, em síntese, em que os preços ou as receitas máximos permitidos a serem auferidos pelo operador sejam fixados antecipadamente para cada período regulatório (geralmente de três a cinco anos)<sup>127</sup>, variando a sua margem de lucro de acordo com a economia de custos que conseguir realizar.

Quer dizer, tal modelo não garante ao operador uma determinada margem de lucro, tal como o modelo de *rate-of-return*. Ao revés, fixa um limite-teto (*cap*) para o valor da tarifa ou para o montante de receitas, extraíndo-se a margem de lucro do operador da diferença entre os custos incorridos pelo operador e o *cap*.

---

<sup>126</sup> SOLVER (2005, p. 42)

<sup>127</sup> PETROV *et al.* (2010, p. 5)

Como resultado, “os operadores podem ganhar mais ou menos lucros, dependendo de quão eficientemente planejam e operam os seus sistemas”<sup>128</sup>, de modo que, quanto menores forem os seus custos finais, maiores os lucros obtidos, e vice-versa.

Daí ser este modelo considerado como baseado em incentivos porque, em tese, motiva os operadores a aplicarem mais eficientemente os seus investimentos, visto se beneficiarem de quaisquer reduções de custos.

A depender de qual variável é fixada como *cap*, se o preço ou a receita, o sistema é denominado *price-cap* ou *revenue-cap*.

Em *price-caps*, a fórmula que geralmente é a mais aplicada e teve desenvolvimento no UK, é a *RPI-X*:  $[R_t = (RPI_{t-1} - X_p - Y_t) \times R_{t-1}]$ , em que  $R$  é o preço-teto fixado pelo regulador; *RPI* o *Retail Price Index*, *i.e.* o índice de preço de retalho, que reflete as mudanças nos custos de uma cesta de produtos e serviços de retalhos à vista da inflação;  $X$ , o fator genérico de eficiência aplicado para o período regulatório  $p$  (de 3 a 5 anos, normalmente); e  $Y$ , o fator individual de eficiência do operador por ano  $t$ , determinado à luz de um *benchmark* de eficiência eleito pelo regulador<sup>129</sup>.

A esta fórmula pode ser somado, ao final, uma fator  $Z$ , que reflete fatores exógenos que independem do poder de ingerência do operador e que podem majorar ou minorar os ônus que lhe são impostos, como, p. ex., um tributo que afete especial e anormalmente as contas da companhia regulada.

O preço máximo permitido a cada operador para o período  $t$  resulta, então, da taxa geral de inflação fixada para o ano anterior ( $RPI_{t-1}$ ), descontada dos ganhos de eficiência esperados genericamente para o sistema no período regulatório ( $X_p$ ) e individualmente para o operador no íterim de um ano ( $Y_t$ ), multiplicado pelo preço-teto fixado no ano anterior ( $R_{t-1}$ ), podendo ou não ser descontado ou somado, ao fim, o impacto (positivo ou negativo) de um fator exógeno  $Z$ .

Logo, quanto maior for a produtividade do operador relativamente ao fator- $X$  fixado para todos os agentes do mercado (*i.e.* se a sua produtividade for superior à esperada para o setor) e quanto maior for a sua eficiência relativamente ao nível  $Y$  individual (*i.e.* se for mais eficiente que o fator imposto), maior será a sua margem de lucro relativamente ao preço-teto  $R$ , internalizando o operador os ganhos decorrentes da economia dos custos incidentes na operação e gestão de sua atividade.

---

<sup>128</sup> SYNAPSE ENERGY ECONOMICS (1997, p. 8)

<sup>129</sup> SOLVER (2005, p. 43)

Ao fim do período regulatório, o preço-teto é recalculado, alinhando-se com a evolução de custos do período e com os ganhos de eficiência e produtividade alcançados pela indústria, o que permite, em princípio, ao mesmo tempo, atualizar os parâmetros de custos incorridos pelos operadores e repassar para os consumidores os benefícios auferidos com a majoração dos níveis de eficiência no sistema como um todo e por cada operador.

Para regimes *revenue-cap*, a lógica e a fórmula aplicadas são, basicamente, as mesmas. A principal diferença que enseja a incidência de um regime *revenue* ao invés de *price-cap* é a de que o primeiro permite incorporar com menores traumas aos lucros dos operadores programas de eficiência energética implementados para reduzir o volume total de vendas e transporte de energia elétrica.

Em *revenue-caps*, porque o teto diz respeito ao limite máximo de receitas que um operador pode auferir de sua base de consumidores, quanto menos consumidores, maior poderá ser a margem de lucro do operador, considerando que incorrerá em menores custos para prestar serviços a uma quantidade menor de usuários ou a uma demanda menor de volume consumido.

As revisões tarifárias, sob o sistema *cap*, pode operar sob duas principais formas: *linked* e *unlinked caps*, de acordo com a consideração ou não da projeção real de custos para a fixação da base tarifária e a forma com que a análise dos custos se dará, se *ex-ante* ou *ex-post*.

De acordo com PETROV *et al.* (2010, p. 8), no primeiro caso, as receitas a serem auferidas pelos operadores encontram-se conectadas (*linked*) aos níveis permitidos de OPEX e CAPEX, *i.e.* aos desembolsos que serem realizados pelas companhias a níveis de investimentos ou operacionais, que são analisados *ex-ante* pelo regulador.

Em regra, o CAPEX é examinado individualmente por companhia, mediante as suas próprias projeções, enquanto o OPEX autorizado é calculado com base em *benchmarks* formados a partir de médias de custos operacionais históricos incorridos pela indústria, aplicando-se, assim, à generalidade dos operadores.

No segundo caso, as receitas não se encontram vinculadas a custos a serem incorridos durante o período regulatório, prescindindo, como regra, de uma análise *ex-ante* das projeções de custos. A revisão tarifária é feita automaticamente através da incidência de uma fórmula matemática pré-concebida que ajusta as receitas permitidas a partir dos custos reais incorridos pela companhia em um ano pré-especificado.

Tipicamente, explica PETROV *et al.* (2010, p. 9), neste caso, os custos reais, e não projetados, são averiguados *ex-post*, através, p. ex., de *benchmarks* formados a partir das médias da indústria para CAPEX e/ou OPEX.

Como é intuitivo, o sistema de controle de custos *ex-ante* impõe maiores ônus ao operador em demonstrar a pertinência dos investimentos programados, vinculando-o mais intensamente aos planejamentos realizados e permitindo que tenha uma maior segurança de retorno dos investimentos realizados.

O sistema *ex-post*, por sua vez, gera maiores incertezas quanto ao ressarcimento ou não de custos incorridos pelo operador, podendo estimulá-lo a tomar decisões mais conservadoras. Porém, atribui uma responsabilidade mais acentuada quanto aos gastos realizados, potenciando que os operadores suportem os riscos das escolhas que empreenderem, repassando aos consumidores unicamente o ressarcimento de despesas que efetivamente, na prática, demonstrarem ser legítimas.

Sucedem que a assimetria informacional – e até técnica – que marca a relação regulador/regulado torna sobremaneira difícil<sup>130</sup> para o regulador julgar a idoneidade, cabimento e legitimidade dos projetos levados a efeito e dos custos incorridos pelos operadores, seja em regimes *ex-ante* ou *ex-post*.

Isto tem o efeito, em uma avaliação *ex-ante* dos custos, de estorvar que o regulador avalie se os gastos de capital projetados pelos operadores serão efetivamente necessários e eficientes, no sentido de as despesas superarem os ônus impostos aos consumidores com o incremento da base tarifária, levando a que acabem por depositar peso demasiado nas informações prestadas pelos regulados<sup>131</sup>.

E, como as companhias reguladas têm inúmeros incentivos para inflar os custos programados com vista a ampliarem a sua margem de manobra e, posteriormente, de lucro e aprovisionarem recursos para eventuais gastos não programados, o resultado pode ser uma tarifa final mais alta que a devida ou desejada a ser paga pelos usuários.

No que tange às avaliações *ex-post*, tais margens de manobra são reduzidas. Entretanto, o conservadorismo e a aversão ao risco se tornam maiores, além de a incursão já efetivada em gastos e investimentos e a assimetria informacional atribuírem uma maior poder de barganha ao operador quanto à inclusão de custos – ainda que ineficientes – na base tarifária, havendo uma forte propensão a onerosas disputas e um forte argumento em prol do equilíbrio das contas dos operadores.

---

<sup>130</sup> SOLVER (2005, p. 42)

<sup>131</sup> PETROV *et al.* (2010, p. 9)

Por isso, uma conjugação de avaliações *ex-ante* e *ex-post* pode se mostrar, embora custosa, mais adequada, conjugando os bônus de ambos os regimes e, de um lado, mitigando as margens de manobra dos operadores com avaliações posteriores que analisem as suas contas comparativamente às projeções apresentadas e repassarem para os consumidores as economias decorrentes de eventuais investimentos não realizados, bem como, de outro lado, mitigando o poder de barganha a partir da vinculação do operador às projeções outrora apresentadas.

### **3.1.3. *Yardstick***

O sistema *yardstick* busca simular a lógica e a competição de mercado em ambientes de preços regulados, calcando-se na determinação, pelo regulador, de um preço ou receita-base calculados a partir da performance média da indústria, sendo recompensados os agentes que superarem os parâmetros fixados e punidos os agentes que não atingirem as médias de performance fixadas.

Logo, os agentes que se apresentarem mais eficientes que a média da indústria auferirão maiores lucros, e os operadores que apresentarem custos e níveis de produtividade superiores à média, arrecadarão prejuízos, tal como ocorre em mercados liberalizados.

Tal modelo é aplicado paradigmaticamente nos Países Baixos, funcionando da seguinte forma: “as receitas totais são fixadas por um fator de eficiência no nível eficiente de custos (o parâmetro de referência [*yardstick*]), calculado a partir da média dos custos de todos os operadores ao fim do período regulatório. O parâmetro de referência inclui tanto os custos de capital quanto os operacionais, de modo que os operadores são livres para alocar as receitas totais entre estes custos”<sup>132</sup>.

Isto é, o regulador, como regra, nem aprova, nem rejeita projeções ou efetivas incursões em custos, *ex-ante* ou *ex-post*, tampouco intervém na forma com que os gastos são realizados pelos operadores. Limita-se a calcular para indústria ou para os operadores individualmente considerados os patamares de receitas permitidos, deixando para os agentes regulados as opções sobre como investir e realizar os gastos.

---

<sup>132</sup> OECD (2011, p. 136)

### 3.1.4. Balanço crítico

Há uma grande divergência perante a doutrina acerca da eficiência dos diversos modelos tarifação analisados, existindo estudos teóricos e práticos que pendem a favor e contra cada um dos mencionados modelos<sup>133</sup>.

De modo geral, porém, existe um razoável consenso<sup>134</sup> de que o modelo *rate-of-return* têm o potencial de gerar cenários de sobreinvestimento, enquanto o sistema *cap* potencializaria cenários de subinvestimento, afetando a qualidade dos serviços prestados.

No primeiro modelo, ficando garantidos o ressarcimento dos custos e uma taxa de retorno razoável ao operador, inexistem incentivos para que as operadoras reduzam os custos ou se valham de processos produtivos mais eficientes.

Ademais, em virtude da assimetria existente entre reguladores e regulados, há, na prática, a inserção indiscriminada dos custos na base tarifária e, conseqüentemente, a majoração reiterada das tarifas independentemente de ganhos de eficiência ou de qualidade nos processos produtivos, alocando unicamente nos consumidores os riscos das variações de custos e das escolhas tomadas pelos operadores.

Logo, a despeito de tal modelo tarifário propiciar um ambiente de maior segurança aos operadores a fim de que implementem investimentos, o seu resultado final pode ser, de um lado, o encorajamento do aumento da quantidade dos investimentos, sem assegurar, entretanto, a qualidade e eficiência das alocações de custos realizadas; e, de outro lado, renegociações e aumentos tarifários contínuos, visto que os novos investimentos realizados pela operadora, porquanto majoram os custos incorridos, são quase que automaticamente repassados para os consumidores, acrescendo, por conseguinte, os custos (especialmente de transação) atrelados à relação jurídica.

Por sua vez, o segundo modelo (*cap*), comparativamente ao primeiro, por flexibilizar o *link* existente entre os custos incorridos e a remuneração final do operador e incluir como variável tarifária parâmetros de produtividade e eficiência, tem o condão de conduzir à alocação de custos mais racional e eficiente, repassando as economias incorridas pelo operador ao consumidor final, e tornar mais estável o padrão tarifário, evitando reiteradas e custosas renegociações.

Apesar disso, a lógica sob que opera tal regime tarifário (tanto *price-cap* quanto *revenue-cap*) pode levar a que redução dos custos por parte dos operadores ultrapasse os

---

<sup>133</sup> v. MÜLLER (2011, p. 4)

<sup>134</sup> v. PETROV *et al.* (2010) e MÜLLER (2011)



limites para garantia de níveis razoáveis e desejados de qualidade dos serviços e, particularmente no caso de *price-caps*, que haja incentivos para o incremento da oferta, minando os objetivos de eficiência energética do sistema.

Isto porque, inexistindo garantias a percentuais fixos de lucro, quanto maiores as economias em termos de custos, maior o retorno auferido pelo operador. Dessa maneira, há fortes estímulos para que os operadores reduzam ao máximo as despesas, criando ambiente propício a que sejam adiados investimentos de capital na atualização tecnológica dos bens e no incremento da qualidade dos serviços, uma vez que tanto um quanto outro implicam em despesas consideráveis cujo retorno não só está sujeito a riscos, como, se este ocorrer, será de forma diferida e em longo prazo.

Relativamente ao segundo ponto, a margem de lucro dos operadores, particularmente no regime *price-cap*, pode ser também ampliada com o incremento da demanda, seja porque, em indústrias de rede, conforme explicamos *supra* (I.1.1.1), o custo marginal decresce à medida que a infraestrutura é mais aproveitada, gerando economias para o operador; seja porque, quanto maior o volume consumido, maiores serão as entradas para o operador e, conseqüentemente, maiores os ganhos auferidos.

Em regimes *revenue-cap*, este problema é substancialmente mitigado. No entanto, os incentivos para o acesso de uma base maior de consumidores a serviços essenciais e de boa qualidade são reduzidos, fazendo com que tampouco este modelo se afigure ideal.

Finalmente, no que tange à modelagem *yardstick*, a sua principal vantagem perante todos os demais é permitir que os próprios operadores tomem, livremente, as decisões de onde e como alocar os custos que lhe sejam permitidos incorrer, assumindo, assim, os riscos das escolhas que empreenderem e reduzindo os ônus impostos ao regulador de constantemente avaliar o cabimento, idoneidade e legitimidade das despesas realizadas.

Isto enseja que os malefícios decorrentes das assimetrias informacionais e técnicas que existem entre regulador e regulados sejam expurgados da base tarifária, tornando mais justa a alocação de riscos e potencializando que somente os custos que impliquem em majoração de sua utilidade sejam repassados aos consumidores.

A despeito disso, os mesmos problemas de desincentivos em investimentos apresentados pelo sistema *cap* podem ocorrer, na medida em que a remuneração dos operadores é majorada caso incorram em custos inferiores à média da indústria.

Acerca deste ponto, elucidaremos quando formos tratar da tarifação de incentivos (III.3.1), há já iniciativas regulatório-tarifárias que acrescem à base de cálculo das tarifas – e

isto pode ser implementado em quaisquer dos modelos já analisados – variáveis de qualidade e de performance, atrelando a remuneração dos operadores a níveis estabelecidos pelo regulador como mínimos para assegurar a boa qualidade dos serviços prestados e o atingimento dos objetivos do sistema elétrico.

Um segundo ponto negativo do sistema *yardstick* é o seu potencial de dificultar que alocações de capital relacionadas a inovações tecnológicas e adaptações à evolução da indústria que se dêem no ínterim do período regulatório e que, em consequência, não tenham integrado a base tarifária de referência para aquele período, sejam tempestivamente consideradas e recuperadas pelo operador.

Isto acontece pois somente no período regulatório seguinte a legitimidade de inserção destas variáveis na base de cálculo tarifário é considerada pelo regulador, podendo ser, inclusive, o caso de os operadores serem penalizados financeiramente – por incorrerem em custos superiores à medida de referência em razão deste tipo dispêndio – por adotarem soluções mais inovadoras e condizentes com o desenvolvimento tecnológico da indústria.

De resto, a tarifação *yardstick*, ao mesmo tempo em que pode alavancar uma competição eficiente entre os operadores e gerar, como consequência, maiores utilidades aos consumidores, pode ter o efeito inverso de estagnar a indústria em uma média ineficiente, prejudicando os usuários.

Como os parâmetros de referência de custos/preços/receitas são fixados, em regra, com base na média da indústria, os resultados da regulação reforçarão as tendências do mercado. Logo, se os níveis de serviço e produtividade já são, na média, satisfatórios, o sistema *yardstick* tem o potencial de incentivar as companhias a se tornarem cada vez melhores. Por outro lado, se a média do mercado é ineficiente e os padrões de serviços abaixo do desejável, os parâmetros de referência refletirão estas características (será o caso, assim, de nivelar “por baixo” o mercado), ensejando que as necessárias melhorias no ambiente regulatório se dêem somente a longo prazo.

Por esta razão, e a prática assim demonstra, modelagens *yardstick* só funcionarão em regimes regulatórios e ambientes regulados evoluídos, com parâmetros aceitáveis e razoáveis de serviço. Para jurisdições em que melhorias substanciais e urgentes precisam ser implementadas, esta modelagem não nos parece apropriada.

À vista do exposto, nenhum dos modelos tradicionais de tarifação analisados é capaz de absorver os investimentos necessários à implementação e desenvolvimento das *smart grids*.

De um lado, as redes inteligentes demandam níveis ótimos e constantes de investimentos e operação, o que o regime *rate-of-return* não pode empreender sem altíssimos e insuportáveis ônus aos consumidores e sem garantia de eficiência das escolhas realizadas e, os sistemas *cap* e *yardstick*, não possuem incentivos para implementar, devido às taxas de retorno variável sob que operam e acabam por impor aos operadores que cortem tanto quanto possível custos de capital e custos de operação para ampliarem a sua margem de lucro, sendo o caso, inclusive, de penalizar financeiramente os agentes regulados caso invistam em inovações que não foram permitidas ou integradas na base tarifária.

Por outro lado, modelos *rate-of-return* e *cap* impõem ao regulador, em maior ou menor grau, pesados ônus e dificuldades em aferir a idoneidade, legitimidade e eficiência dos custos incorridos pelos operadores, o que acaba por fomentar um comportamento oportunista dos operadores e repassar para os consumidores custos que nem sempre se traduzem em melhorias dos serviços prestados.

Além disso, tanto o regime *rate-of-return*, quanto o *price-cap* incentivam os operadores a incrementar a demanda, majorando os ganhos dos operadores à proporção que cresce o volume de energia negociado, indo de encontro às metas de eficiência energética e racionalidade de consumo que constituem um dos núcleos fundamentais das redes inteligentes.

E, apesar de o regime *revenue-cap* não sofrer deste mal, tampouco promove incentivos para manutenção, fidelização e conquista de clientes, o que além de ser contrário a uma lógica comercial-econômica de mercado, pode vir a ser sobremaneira danoso em um ambiente cada vez mais competitivo e dinâmico propiciado pelas redes inteligentes.

O único regime que poderia neutralizar o comportamento oportunista dos operadores e incrementar uma racionalidade eficiente de mercado seria o modelo *yardstick*, por vincular a remuneração dos agentes a parâmetros de eficiência.

Todavia, já expusemos, o sucesso desse modelo depende de um nível mínimo e *a priori* de produtividade e eficiência da indústria para surtir resultados, o que não é o caso da maioria dos países.

Não obstante, esta lógica de tarifação atrelada à performance independe do modelo *yardstick*, sendo o caso de a sua aplicação poder vir desacompanhada dos ônus que envolvem aquele sistema e, portanto, servir ao atingimento de resultados eficientes em variadas jurisdições, fomentando o *Projeto Smart Grid*.

Esta e outras inovações em matéria regulatório-tarifária trataremos em III.3 *infra*.

### 3.2. *Decoupling* e serviços energéticos

O formato da maioria das tarifas atuais de os lucros auferidos pelos operadores do mercado elétrico encontrarem-se umbilicalmente conectados ao volume de energia consumida pelo usuários (quanto maior o volume injetado, transportado e comercializado de energia, maior a remuneração) já não se mostra sustentável com o advento das redes inteligentes, porquanto um dos principais impactos esperados e desejados com estas tecnologias é, precisamente, a eficiência energética, no sentido de promover reduções drásticas do volume de energia consumido e, por conseguinte, do volume gerado e transportado.

A dissociação (*decoupling*), ainda que parcial, entre o lucro obtido pelos operadores e o volume de energia vendido e transportado é, assim, essencial para incentivar e sustentar investimentos em um mercado energético eficiente e cada vez mais dinâmico.

Sob este esquema, conforme TOMAIN (2009, p. 960), um dos principais modelos é o *straight fixed variable rate design* (SFV), em que os custos fixos do operador (v.g. custos de capital e alguns custos de operação como mão-de-obra e manutenção da rede) são alocados em uma componente fixa da tarifa, que preferencialmente deve ser cobrada de cada tipo de consumidor de acordo com o seu perfil de consumo (pequenos, médios e grandes consumidores) e dos ônus que impõe ao sistema (áreas urbanas *versus* áreas rurais, períodos de pico *versus* períodos de não pico, etc.)<sup>135</sup>.

Os custos variáveis, como combustíveis, matérias-primas, capitais de curto-prazo, etc., são uma variável a ser cobrada de forma flutuante dos consumidores, de acordo com o seu valor em cada momento considerado.

Daí que, nesta formatação, os consumidores devem receber sinais de preços mais acurados sobre os custos reais da eletricidade consumida e, por conseguinte, ajustarão a demanda em conformidade, estando diretamente conectada com as formas dinâmicas de precificação (III.3.2.1).

Em contrapartida às perdas sofridas com a dissociação do volume negociado, a formatação tarifária deverá atrelar os patamares de lucro passíveis de serem auferidos pelos operadores à consecução de metas e resultados arrolados pelo regulador, sob um enfoque de tarifação de performance e resultado (III.3.1).

---

<sup>135</sup> Para outras sugestões de *decoupling*, v. TOMAIN (2009)

Sendo assim, se atingidas as metas traçadas pelo regulador e quanto mais eficiente os resultados sejam obtidos, ficará resguardado o lucro esperado e devido para os operadores independentemente dos volumes de energia transportados, gerados ou fornecidos.

Em adição, as novas possibilidades de prestação de serviços energéticos advindas com as redes inteligentes contribuirão direta e substancialmente para a formação da base tarifária dos operadores, compensando as reduções nos volumes de energia negociados.

Os comercializadores, ao invés de simples fornecedores de energia elétrica, poderão prestar aos consumidores importantes serviços como os de instalação de programas e *softwares* de gerenciamento de energia (v.g. permitindo o controle automático ou remoto dos aparelhos eletrônicos), assessoria em assuntos de eficiência e poupança energética (v.g. formatação dos padrões de consumo, que *smart appliances* melhor se adequam ao perfil de consumo, como programar ou operar remotamente tais equipamentos), apresentação de planos customizados para cada perfil de consumo (v.g. que tipos de tarifa melhor se adequam ao perfil do consumidor), realização de estudos de viabilidade de instalação de geração distribuída, e assim por diante.

Da mesma forma, da parte dos transportadores – sobretudo distribuidores em relação aos geradores distribuídos –, poderão ser ofertados serviços de estudos de viabilidade de instalação das fontes geradoras, planos customizados para as diferentes necessidades de cada fonte geradora (v.g. uma maior resiliência para as redes intermitentes) e serviços atinentes ao gerenciamento ativo das redes, incluindo a transmissão, tratamento e análise de dados e informações.

Finalmente, quanto aos geradores, poderão incrementar as suas receitas mediante a prestação aos transportadores dos denominados serviços ancilares, relacionados ao controle e compensação de poder reativo, ao controle de voltagem, ao armazenamento de energia, à simetria física, à impedância da rede, etc<sup>136</sup>, sendo o caso, ainda, de se questionar em que medida a segurança do sistema ofertada pelas diferentes matrizes energéticas deva ser uma variável da tarifa a ser cobrada dos consumidores e revertida em prol dos geradores, sobretudo daquelas fontes que são as últimas e serão cada vez mais raramente despachadas<sup>137</sup>.

A redução no total do volume de energia fornecido, então, é capaz de ser compensada – e ultrapassada – pelos serviços de alto valor agregado que as *smart grids* incitarão, tornando-se os operadores “provedores de serviços energéticos”<sup>138</sup>.

---

<sup>136</sup> OVERBEEKE; ROBERTS (2002, p. 18)

<sup>137</sup> Sobre o ponto, inclusive com estudos matemáticos-econômicos, v. CASTRO; DUTRA (2012)

<sup>138</sup> FERREY (2012, p. 23)

As redes inteligentes, em consequência, viabilizarão uma profunda mudança na lógica dos serviços e relações intersubjetivas que têm lugar no setor elétrico, demandando, assim, que uma nova formatação regulatória e tarifária tenha lugar.

### PARTE III – UMA NOVA REGULAÇÃO PARA O SETOR ELÉTRICO

A profunda mudança do sistema elétrico cria, vimos, desafios que devem ser adequadamente endereçados pelo regulador, de modo que seja estabelecido um arcabouço regulatório-institucional condizente com as dinâmicas relações que terão lugar nos mercados energéticos com o advento das *smart grids*, capaz de conferir a segurança e o incentivo necessários ao desenvolvimento das atividades econômicas e hábil a fomentar e extrair os maiores benefícios do novo modelo aos usuários e à coletividade.

Nessa senda, a doutrina da *New Institutional Economics* ressalta a importância e a estreita conexão que a modelagem e a operatividade das instituições têm com o regular e eficiente funcionamento do mercado, pois que afetam diversos fatores da atividade econômica, em especial os custos de transação.

Em uma linha: “institutions *do matter*”<sup>139</sup>.

A fim de que se desenvolva o mercado de forma eficiente, portanto, é mister um *link* estreito entre a estrutura da indústria regulada e a estrutura regulatória, devendo esta direcionar e acompanhar a evolução daquela.

Caso o regulador esteja descompassado com as funcionalidades, características e dinâmicas do setor regulado, será, ao invés de um fator estabilizador de correção de falhas do mercado, um fator desestabilizador, que criará novas falhas (as denominadas falhas regulatórias<sup>140</sup>) e/ou potencializará mais custos e riscos ao mercado, podendo postergar ou mesmo entravar totalmente o desenvolvimento e implementação de inovações e o atingimento das finalidades públicas que lhe foram confiadas.

As novas redes inteligentes, conforme temos exposto, demandam processos eficientes e flexíveis, capazes de absorver as transformações constantes das tecnologias e das relações intersubjectivas que propiciarão, o que os esquemas regulatórios atuais não são capazes de realizar, ao menos sem a imposição de pesados ônus e custos aos consumidores e à indústria.

A correção de descompassos entre a racionalidade e a dinâmica dos novos mercados energéticos e a regulação mostra-se, então, cogente, de modo a atingir uma maior segurança e estabilidade para o sistema e garantir que sejam adequadamente desenvolvidas as potencialidades das *smart grids*.

---

<sup>139</sup> WILLIAMSON (2000, p. 595)

<sup>140</sup> v. JORDÃO (2009, p. 17)

É sobre os possíveis meios para atingir os mencionados fins que laboraremos neste capítulo.

## 1. Regulação de performance e resultados, horizontalizada e participativa

O sistema regulatório hoje em vigor na maioria dos países ocidentais calca-se, precipuamente, em fórmulas de comando e controle, que, de um lado, descrevem as condutas a serem desempenhadas pelos agentes econômicos no que tange ao modo de produção econômica, à prestação de serviços, à alocação de recursos, receitas e riscos, à formulação e oferta de produtos e à formação de preços<sup>141</sup>, e, de outro lado, prevêm a imposição de sanções administrativas no caso de descumprimento.

São, essencialmente, as medidas verticalizadas, que pressupõem e realizam os poderes de autoridades públicas (poderes de polícia ou prerrogativas de poder concedente) sobre os particulares e revestem-se da coercitividade típica das normas estatais, ordenando aos agentes privados como, onde e quando agir, sob pena de sanção.

Trata-se, portanto, de regras de conduta altamente descritivas e restritivas, deixando pouca margem de liberdade aos agentes regulados sobre como desempenharem os seus serviços, o que gera inúmeras deficiências.

A primeira delas, e a mais óbvia, é a produção de inúmeras regras, complexas e inflexíveis, para ordenação do mercado, referida como *legalismo* pela doutrina<sup>142</sup>.

Porque a regulação volta-se à descrição de condutas, e há muitas delas no mundo jurídico, o número de regras expedidas é altíssimo, o que além de impor pesados custos à máquina administrativa-normativa, complexifica e dificulta sobremaneira o exercício das atividades econômicas pelos agentes regulados, que devem não só conhecer e cumprir uma infinidade de regras, como constantemente atualizar-se de acordo com a incessante produção normativa.

As alterações constantes do arcabouço regulatório impõem, vimos, pesados custos ao Estado e aos agentes privados, ensejando que um amplo número de renegociações e revisões tarifárias tenham lugar ou que, no pior dos casos, a regulação fique blindada às evoluções tecnológicas e sociais para conferir uma maior estabilidade à indústria.

Em segundo lugar, a grande complexidade advinda dos tipos e volumes de regras expedidas impõe problemas de *compliance* da parte dos agentes, que nem sempre podem

---

<sup>141</sup> BALDWIN *et al.* (2012, p. 106-107)

<sup>142</sup> *Idem*, p. 108



conhecer todas as regras e atualizar-se à proporção que elas vão surgindo, e problemas de *enforcement* da parte dos reguladores, tornando-se sobremaneira oneroso fazer cumprir as regras regulatórias em razão da grande quantidade de condutas sujeitas à fiscalização e ao alto potencial de litigiosidade da imposição de sanções administrativas.

Em terceiro lugar, pode ocorrer que, ao invés de serem por demais descritivas e minuciosas, as normas regulatórias, visando a abarcar um maior número de condutas, acabem por se tornar por demais vagas e imprecisas, gerando grave instabilidade jurídica no setor e indefinições sobre que caminhos percorrer para a consecução das metas regulatórias.

Uma segunda ordem de dificuldades diz respeito à grande assimetria informacional existente entre reguladores e regulados e a considerável propensão à captura que daí advém.

As fórmulas de comando e controle, por se focarem nos meios a serem cumpridos pelos agentes regulados, se fundam em e pressupõem um amplíssimo conhecimento do regulador acerca das técnicas, tecnologias, preferências e informações presentes no mercado.

No entanto, não só estes níveis de expertise são impossíveis de serem atingidos, como a vantagem informacional dos operadores relativamente aos reguladores impede que estes conheçam as reais condições do mercado e dos agentes regulados, levando a distorções no resultado final, que é a norma regulatória descritiva de condutas.

A extensa coleta de dados e informações necessária para as regras de comando consome muito tempo e recursos públicos, tendo em vista a amplíssima quantidade de informação existente na sociedade atual, além de a sua credibilidade e conteúdo serem altamente questionáveis, considerando os diferentes ânimos que direcionam a conduta dos agentes interessados em omitir e/ou manipular dados e informações.

Assim, qualquer decisão regulatória será, na verdade, uma decisão parcial, ou incompleta, podendo gerar falhas consideráveis no setor regulado.

Ademais, uma vez que as condutas descritas nas normas regulatórias serão cogentes aos agentes regulados e o seu descumprimento terá o efeito de submetê-los a sanções usualmente graves e bastante restritivas, há um incentivo reforçado para que os atores privados envidem esforços para manipular os processos decisórios regulatórios e as informações fornecidas, a fim de que as regras de conduta eleitas melhor se adéquem aos seus próprios interesses.

E, já que as leis delegantes de competências às agências reguladoras possuem texturas substancialmente abertas e atribuem uma ampla margem de liberdade aos reguladores, o controle acerca de que específicos tipos de condutas ou processos produtivos melhor

realizarão os fins públicos pode se tornar intrincado, facilitando a captura do regulador pela indústria, no sentido de a seleção das medidas regulatórias, ao invés de orientar-se para a consecução do interesse público, tornar-se distorcida ou encaminhada à satisfação de interesses e ao favorecimento de grupos econômicos poderosos, dominantes do setor regulado<sup>143</sup>.

Todos estes fatores podem ter consequências desastrosas na implementação e manutenção das redes inteligentes.

Por se fundarem em e dependerem de processos altamente tecnológicos, as *smart grids* demandam uma estrutura regulatória capaz de absorver mudanças e incentivar inovações, que, contudo, as fórmulas de comando e controle, por imporem *standards* de condutas de forma imediata, indiscutível<sup>144</sup> e geral, não podem promover.

Com efeito, como tais normas descrevem condutas e meios que se mostram, sob determinadas circunstâncias, hábeis a atingir determinados fins, uma mudança nestas circunstâncias (tecnológica, social, cultural, política, técnica) implica, necessariamente, uma mudança nas normas, de modo a adequar as condutas e os meios produtivos prescritos à nova realidade.

Sucedem que a mudança de normas, além de custosa, é, sempre, demorada, dependendo de trâmites formais previamente estipulados cujo percurso é repleto de disputas. Logo, a evolução das normas virá sempre acompanhada de pesados ônus e estará sempre temporalmente descompassada com as evoluções da indústria.

Em adição, a natureza prescritiva geral das fórmulas de comando e controle acaba por uniformizar os serviços e processos produtivos levados a efeito pela indústria, o que se, de um lado, pode ser positivo para garantir *standards* mínimos de segurança e qualidade, de outro, cria fortes desincentivos à inovação e à adoção de soluções criativas que mais eficientemente e a menores custos poderiam atingir os mesmos fins e que poderiam levar à diferenciação dos agentes do mercado, incitando a concorrência.

---

<sup>143</sup> A teoria da captura é exaustivamente estudada pelo grupo da Universidade de Chicago, com relevo para George Stigler, calcando-se na constatação de que os poderosos grupos econômicos que atuam nos ambientes regulados possuem maiores condições (financeiras, técnicas, tecnológicas, organizativas e informacionais) para influenciar e dirigir os processos decisórios regulatórios frente aos demais agentes interessados, que não só se encontram difusamente espalhados na sociedade, como não possuem os recursos e, mesmo, os interesses necessários para interagir de forma direta e decisiva com o regulador. Logo, a inexistência de convergência entre os demais agentes interessados enfraquecê-los-ia perante as grandes companhias, conferindo-lhe nítida desvantagem na disputa de interesses, de alocação de recursos e tomada de decisões no âmbito regulatório. Sob o fenômeno da captura, portanto, a neutralidade técnica e a impessoalidade da agência ficaria “contaminada”, deixando-se de perseguir os interesses difusos presentes na sociedade para dirigir-se naturalmente à persecução de interesses mais próximos e mais bem delineados defendidos pelos agentes regulados de maior porte. Sobre o tema, v. STIGLER (1971) e LAFFONT (1991)

<sup>144</sup> BALDWIN *et al.* (2012, p. 107)

Sendo assim, a textura inflexível e geral das normas de comando e controle torna-as menos sensíveis às rápidas mudanças tecnológicas das redes inteligentes e ao necessário fomento à inovação e dinamismo que as *smart grids* reclamam.

Não bastasse, o fato de não estarem assentadas as técnicas e tecnologias vencedoras das redes inteligentes desvela que qualquer solução uniformizadora e coercitiva adotada por parte dos reguladores pode ser altamente danosa para o estabelecimento de modos de produção e serviços mais eficientes que a prática e a concorrência entre diversas técnicas e tecnologias aplicadas por diferentes agentes do mercado poderiam melhor identificar.

Daí que a identificação, teste e escolha das formas e processos que melhor extrairão os benefícios das redes inteligentes pode ser melhor empreendida pelos agentes regulados, não pelo regulador, especialmente por serem aqueles, não este, quem detêm maior expertise e informação para decidir que tecnologias e condutas se encontram mais bem alinhadas com o mercado e as necessidades da indústria.

Por esses motivos, entendemos que os esquemas regulatórios ora em vigor, pautados em fórmulas de comando e controle dos meios a serem adotados para a consecução das políticas públicas pensadas para o setor elétrico, não são capazes de conduzir a uma gestão e a resultados eficientes – e a experiência prática bem denota isso, conforme já tivemos a oportunidade de expor ao longo do presente –, não se afigurando, em consequência, adequados para orientarem a implementação e gestão das redes inteligentes.

Reconhecendo as ineficiências da regulação tradicional para endereçar principalmente problemas de financiamento e inovação dos setores em rede e a impossibilidade e incapacidade de as instâncias regulatórias tomarem decisões totalmente acertadas sob a lógica empresarial e comercial, atualizada doutrina e já alguns órgãos oficiais<sup>145</sup> vem defendendo a necessidade de deslocar-se a ótica da regulação dos meios para os fins – para os resultados e para a performance das companhias reguladas.

No âmbito das *smart grids*, que demandam constantes investimentos e inovações e pautam-se em uma lógica de resultados de eficiência energética e orientação dos consumidores para redução do consumo e adoção de preferências informadas, parece-nos

---

<sup>145</sup> O ERGEG (2009, p. 31) reconhece que “um princípio chave de boa regulação – não apenas no setor elétrico, mas também em outros negócios regulados – é se concentrar nos resultados da entidade regulada e nos efeitos de uma dada atividade ou serviço, ao invés de tentar influenciar processos internos e atividades da companhia regulada (e.g. pela interferência no gerenciamento da tomada de decisões). É assumido que a indústria regulada – operadores de rede de eletricidade, neste caso – têm melhores competências, *know-how* e capacidades para atingir todas as soluções necessárias e atividades no âmbito de seu próprio negócio; o regulador jamais irá (e deverá) ser capaz de fazer melhor este trabalho [“*do the job better*”]”

indispensável a reestruturação da regulação neste sentido, sob pena de se frustrarem todas as promessas oferecidas pelas redes inteligentes.

O intuito fulcral desta proposta é promover uma alocação mais lógica de riscos, impondo-os às partes que possuem melhores condições de geri-los e suportá-los.

Logo, se é a indústria, à vista do maior acúmulo de experiência e expertise e do mais fácil acesso à informação, que se apresenta mais bem colocada (técnica e informacionalmente) para valorar o custo-benefício e a adequação, p. ex., de equipamentos, produtos, projetos e serviços para o atingimento dos objetivos do setor, deverão correr às suas custas os riscos das escolhas a serem levadas a efeito.

São os agentes regulados, por conseguinte, que realizam as opções de cunho comercial-empresarial sobre a forma pela qual desempenharão os seus negócios, assumindo os riscos daí decorrentes.

E o regulador, desincumbido da imensa carga – e responsabilidade – de eleger meios, foca-se naquilo que há muito deveria ser a sua tarefa precípua: materializar e identificar, à luz da realidade e das peculiaridades e constante evolução do mercado, os *resultados* que melhor efetivarão os interesses e políticas públicas traçados para o setor, legitimando mais fortemente as intervenções regulatórias.

Sob esta fórmula, incumbe ao regulador, em primeiro plano, demarcar metas e parâmetros de performance e resultados a serem perseguidos e atingidos pelos operadores.

Os *standards* de performance podem ser formulados pelo regulador com fulcro nos desempenhos históricos da indústria em sua jurisdição ou fixados a partir de *benchmarks* de dimensão regional ou internacional para a indústria.

No primeiro caso, as experiências práticas da indústria fornecem os subsídios para que o regulador avalie quais são parâmetros de condutas que devem ser esperados dos agentes regulados, calcando-se nas melhores práticas de uma dada jurisdição<sup>146</sup> (p. ex., relativamente à qualidade e resiliência do sistema no fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais, o regulador pode promover um levantamento de sua quantidade e duração de todas as interrupções e suspensões no fornecimento de energia elétrica comunicadas nos últimos cinco anos, averiguando a média da indústria e, assim, determinando quantas e qual duração de interrupções e suspensões serão *standards*).

Esta opção gera o risco de que seja nivelada “por baixo” a indústria, de acordo com o que expusemos em II.3.1.4, mas, por outro lado, permite que as metas e parâmetros de

---

<sup>146</sup> Para uma lista de diversos *standards* fixados por inúmeros países europeus em termos de qualidade de fornecimento de energia elétrica, v. CEER (2011).

performance sejam palpáveis aos agentes e alcançáveis, *i.e.* trabalha com as possibilidades mais próximas da prática em respeito às peculiaridade da indústria, de cada região e ambiente regulado.

No segundo caso (*benchmarks* regionais ou internacionais), tais *standards* são fixados à luz das experiências conjugadas de diversas jurisdições relativamente às mesmas matérias, ampliando-se, assim, o escopo geográfico das comparações implementadas e realizando-se um processo de mútua conformação dos agentes envolvidos na fixação do *benchmark* para formatação do nível mínimo razoável de qualidade admitido para uma determinada atividade ou para uma determinada função no âmbito desta atividade.

A vantagem de valer-se destes *benchmarks* é promover uma maior legitimação dos padrões de qualidade impostos à indústria em razão de terem sido reconhecidos na esfera internacional ou regional<sup>147</sup>, além de equalizar e reduzir a assimetria existente entre a indústria de uma determinada jurisdição relativamente a outras, permitindo, como no caso europeu, que todos os cidadãos do bloco usufruam de serviços minimamente uniformizados.

Relativamente aos *standards* de resultado, calca-se o regulador nas políticas públicas formuladas para o setor, arrolando aqueles resultados que melhor concretizem os principais objetivos regulatórios (p. ex., para objetivos de universalidade do serviço, pode o regulador impor resultados práticos de expansão das linhas de distribuição em determinados percentuais ou áreas geográficas).

O importante, nestes esquemas, é que os parâmetros sejam definidos *a priori*, clara e objetivamente, bem como, à evidência, que o seu atingimento esteja no âmbito direto de ingerência das companhias reguladas, reduzindo-se ao máximo a adoção de critérios vagos e indeterminados.

A fixação de parâmetros com base em um *benchmark* nacional calcado na base histórica da indústria, já salientamos (II.3.1.4), pode levar à estagnação e à manutenção de níveis não desejados de eficiência em mercados cuja média dos serviços não é de boa qualidade. A solução para este problema seria a parametrização por *benchmarks* regionais ou internacionais adaptados às realidades nacionais, visando a impulsionar e incentivar a indústria a obter níveis de qualidade e crescimento compatíveis com a média global ou regional.

Outra imposição que se coloca é de os *benchmarks* serem neutros, seja ideológica e politicamente, assentando-se em bases técnicas, seja perante fatores externos insuscetíveis de

---

<sup>147</sup> Para uma lista substancial de metas e parâmetros de performance no âmbito regional europeu, especialmente aplicável às *smart grids*, ERGEG (2009, p. 33, e 2010, p. 27-28)

controle pelos operadores, para que os resultados finais atingidos por eles, na base dos quais são julgados e remunerados pelo regulador, advenham dos próprios esforços e escolhas daqueles, não de eventuais externalidades positivas ou negativas.

Uma vez definidos os parâmetros de performance e resultados pelo regulador, incumbe aos operadores delinear projetos e tomarem decisões sobre como cumprir mais eficientemente as metas, assumindo os riscos do sucesso ou malogro de suas escolhas, podendo ser, ao final, recompensados, via bônus/incrementos (passíveis ou não de serem limitados pelo regulador) no valor da tarifa que lhes permite ser cobrada, ou penalizados, via incidência de multas pecuniárias ou contra-ordenações outras.

Sob este formato, portanto, não há uma intervenção direta, mas sim indireta, do regulador nas atividades reguladas, repousando a sua atuação na adoção medidas que encorajem a mudança de comportamento dos agentes do mercado e a sua adequação para o atingimento das finalidades públicas.

Trata-se de uma atuação mais fluida e maleável que se põe a coordenar e induzir, ao invés de impor, condutas.

Desse modo, na medida em que os parâmetros de boa performance dos operadores e os resultados que se pretendem alcançar no setor elétrico são metas estáveis, cujo atingimento é gradual e, a revisão, sempre incremental, jamais drástica, tal arcabouço regulatório têm o potencial de conferir maior segurança e estabilidade para os agentes regulados, bem como absorver sem mudanças bruscas no regime jurídico as constantes evoluções da realidade.

Aplicada em sede de contratos de performance, pode-se estabelecer um valor tarifário fixo a ser pago ao concessionário pela amortização dos investimentos passíveis de serem previstos, calculados e delineados à altura da celebração do pacto; e um valor variável e proporcional aos níveis de performance do contratado em atingir resultados (v.g. redução total de consumo em 10%, aumento da eficiência energética em 5%), cujos meios passíveis de serem adotados para alcançá-los não possam ou não devam ser arrolados previamente.

É possível, igualmente, que a totalidade da remuneração do contratado fique atrelada a níveis de performance, estabelecendo-se como critério de escolha do contraente, p. ex., o maior valor de outorga.

Tais contratos, por consubstanciarem obrigações de resultado, condicionam a revisão tarifária ao atingimento de metas de qualidade do serviço, legitimando a divisão dos custos de investimento entre todos os usuários, ao mesmo tempo em que permitem uma escolha por parte dos operadores dos meios que se mostrarem mais eficientes e adequados ao

cumprimento dos parâmetros de performance em cada momento histórico, incentivando a renovação tecnológica essencial à operação das *smart grids*.

Os riscos contratuais são, assim, alocados de acordo com as capacidades das partes envolvidas, razão pela qual nos parece que esta tecnologia contratual permite endereçar adequadamente o problema das incompletudes contratuais, ao mesmo tempo em que cria ambiente propício à constante adaptação da indústria às inovações tecnológicas, às preferências dos consumidores e aos interesses públicos gerais reconhecidos pelo poder concedente em um dado momento<sup>148</sup>.

Os contratos de performance, à vista disso, permitem, no nosso entender, quando inviável a autorização, alcançar resultados tão eficientes quanto esta habilitação não-contratualizada, tendo em conta a sua textura flexível e maleável capaz de acomodar os interesses, tecnologias e preferências cambiantes no curso da execução contratual, a serem gradualmente identificados e geridos pelo regulador.

Com efeito, mantendo-se as metas de performance e resultados as mesmas para o período regulatório, seja no caso de autorizações, seja no caso das concessórios, eventuais adaptações necessárias para fazer frente, p. ex., às atualizações tecnológicas, não dependerão de uma reformulação regulatória ou contratual, tampouco dependerão, em regra, de prévias renegociações e majorações tarifárias.

Quer dizer, o sistema é sobremaneira mais flexível e, por isso, mais infenso a renegociações e reequilíbrios tarifários, o que o torna, em consequência, mais estável, permitindo sopesar as duas dimensões sobre que se contrabalançam os títulos jurídicos habilitantes (segurança e flexibilidade, II.2.2.2.1 e II.2.2.2.2) e, ao mesmo tempo, reduzir os custos de transação atrelados às indústrias de rede (II.2.2.2.3).

Ademais, a concentração do regulador nos resultados finais a serem entregues pelos operadores reduz drasticamente a quantidade de normas a serem conhecidas, observadas e adimplidas pelos regulados/concessionários, minorando os custos que daí advém e viabilizando que sejam repassadas aos consumidores os respectivos ganhos econômicos e de eficiência.

Da mesma forma, os ônus de *compliance* e *enforcement* que caracterizam as medidas de comando e controle são substancialmente mitigados.

---

<sup>148</sup> Cf. GUASCH (2004, p. 16), nos mais de mil contratos de concessão que se propôs a analisar, “renegociações foram muito mais recorrentes quando os contratos de concessão continham requerimentos de investimentos (70 por cento) do que quando incluíram indicadores de performance (18 por cento)”.

De um lado, os agentes regulados – autorizatários ou concessionários – recebem um número mais reduzido e mais objetivo de missões (cumprir os parâmetros de performance e eficiência) e recebem incentivos financeiros para cumpri-las, o que tem o potencial não só de reduzir os custos e os desígnios de captura, como majorar a eficácia e efetividade das medidas, porque a adesão dos agentes regulados à proposta governamental implicará em maiores lucros.

De outro lado, o poder público desonera-se de grande parte dos ônus fiscalizatórios ao transferir para os agentes regulados o ônus de relatarem e demonstrarem o adimplemento das missões regulatórias, além de reduzir a incidência de processos contenciosos e os custos e tempo para as respectivas soluções.

É bem verdade que a eficácia desta modelagem regulatória depende indissociavelmente da adequação e conformidade dos parâmetros de performance e resultados eleitos e a sua fixação pode ser demorada e custosa e pode ter efeitos indesejados ou mesmo contrários aos objetivos finais do sistema.

A despeito disso, vimos, não só já vem sendo desenvolvidos critérios objetivos e idôneos para o processo de escolha destes parâmetros, como, segundo o nosso entendimento, os benefícios advindos de uma *regulação de performance* superam os eventuais custos que os processos de *benchmark* usualmente impõem ao regulador.

Por todos estes motivos, entendemos que a formatação ordenadora do setor elétrico há-de sofrer uma virada paradigmática de uma lógica de comando e controle para uma lógica calcada primordialmente em resultados e performance, tanto em termos de contratos de delegação, quanto em sede de habilitação via autorização ou licenciamento, para absorver as mudanças decorrentes das *smart grids*.

Não deixamos de reconhecer, porém, que há casos e questões que demandam uma *standardização* fechada, abstrata e genérica que as normas de comando e controle podem melhor endereçar, nomeadamente em questões de interoperabilidade técnica. Assim como há situações que medidas altamente coercitivas precisem ser implementadas diante da inércia ou sucessivas demonstrações de descaso por parte dos agentes regulados (autorizatários ou concessionários) relativamente aos interesses públicos.

Nestas situações, não há dúvidas, uma regulação de performance e resultados é ineficiente e incapaz de garantir a ordenação dos agentes privados à consecução das políticas públicas.



Por isso, a simples substituição de uma modelagem regulatória por outra é indesejável, devendo-se ter em conta que as complexas manifestações da realidade impõem um arcabouço regulatório igualmente complexo e multifacetado.

Uma vez que os mercados regulados são dinâmicos, a conjugação de mais de um tipo de medida regulatória para a consecução dos objetivos públicos mostra-se necessária e volta-se, ao mesmo tempo, a impedir modificações e revisões constantes e custosas dos métodos regulatórios e a compensar eventuais malogros ou ineficiências de uma determinada medida com o êxito de outra(s).

Daí a emergência – e a propagação cada vez mais intensa – de reclames voltados a tornar a regulação mais flexível e inteligente, no sentido de que a combinação de diferentes métodos, técnicas e instituições pode tornar os sistemas regulatórios mais eficientes e, as decisões regulatórias, de melhor qualidade.

Os ditames da *smart regulation*, resumidamente, voltam-se à preferência por políticas públicas e especialmente regulatórias que (i) incorporem um *mix* com uma ampla gama de instrumentos (medidas regulatórias, de auto-regulação e co-regulação) e instituições (públicas e privadas, lucrativas ou não); (ii) façam uso de medidas menos interventivas, reduzindo os custos regulatórios impostos aos agentes regulados e custos de elaboração, supervisão e fiscalização das medidas por parte do regulador; (iii) edifiquem pirâmides dinâmicas dos instrumentos a serem gradualmente aplicados na extensão necessária para o atingimento dos interesses públicos (v.g. no reiterado descumprimento de obrigações voluntárias ou na não correspondência dos sinais de incentivo por parte dos agentes privados, adotar-se-ia um mecanismo mais interventivo, com a imposição de penalidades); (iv) concedam poderes aos participantes que estejam em melhores posições para levarem a efeito os objetivos públicos, agindo como “reguladores-suplentes” ou “reguladores-delegados” [*surrogate regulators*]; e (v) maximizem as oportunidades para resultados de proveito-proveito [*win-win outcomes*], em preferência a resultados de proveito-perdas<sup>149</sup>.

Na consideração das medidas adequadas ao atingimento dos objetivos públicos, portanto, importa ao regulador nortear-se por estes parâmetros, de modo a fazer com que o processo e as escolhas finais que dele decorrerem sejam cada vez mais inteligentes.

A inserção de medidas de comando e controle dentro de uma lógica de performance e resultados não só é possível, como em algumas circunstâncias desejável, da mesma forma que que o desenvolvimento da regulação de uma forma mais cooperativa e negociada poderá

---

<sup>149</sup> v. GRABOSKY *et al.* (1998)

trazer importantes ganhos a título de expertise, *compliance*, eficiência e eficácia nos mercados regulados<sup>150</sup>.

Vislumbrando a necessidade de fomentar e assegurar uma mútua confiança e uma cooperação cada vez maior entre agentes regulados e os reguladores para o alcance dos objetivos públicos, medidas de *guidance* e co-regulação tem crescentemente se mostrado eficazes no lido com ambientes regulados dinâmicos.

A *guidance* visa a reduzir as cargas obrigacionais direcionadas aos agentes regulados e conformar gradualmente as condutas privadas aos fins e objetivos regulatórios sem interferir gravemente com a estabilidade dos mercados regulados e a saúde financeira das empresas reguladas, viabilizando que, da cooperação entre as partes envolvidas, sejam alertados os particulares sobre eventuais mudanças no direcionamento das interpretações regulatórias, sobre eventuais comportamentos que não condigam com os interesses públicos e se mostrem potencialmente sancionáveis<sup>151</sup>, etc.

Nas medidas de co-regulação, ou regulação compartilhada, algumas ações que dependem de poderes de autoridade ou poderes de supervisão são adotadas pelo regulador e outras ações, que podem ser desempenhadas mais eficientemente por particulares, são por eles levadas a efeito mediante compromissos voluntários.

A horizontalização da regulação, assim, tem por escopo incrementar a cooperação e o engajamento direto e, inclusive, voluntário dos agentes regulados na consecução dos objetivos regulatórios, sendo de indubitável importância para a implementação das redes inteligentes, as quais dependem de e demandam uma coordenação de esforços de todos os agentes interessados – Estado, indústria e consumidores.

---

<sup>150</sup> Exemplo disso está no Decreto-Lei português n.º 172/2006, aditado pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, que dispõe que os planos de desenvolvimento das linhas de transmissão e distribuição (PDIRT e PDIRD) deverão ser elaborados, respectivamente, nos anos ímpares, pelo operador da RNT (artigo 36, n.º 3) e, nos anos pares, pelo operador da RND (artigo 40, n.º 3), e não pelo regulador, realizando-se um processo de consultas e avaliações à DGEG, à ERSE, ao membro do Governo responsável pela área da energia e aos agentes do setor interessado até a aprovação final dos planos (v. artigos 36º-A e 40º-A). Daí se extrai uma *regulação colaborativa e participativa*, que reconhece, de um lado, a maior capacidade dos agentes do mercado em planearem as respectivas redes que são por si operadas – sobretudo no caso das redes de transmissão, visando a evitar problemas de *hold-up* por incapacidade da rede em absorver novas centrais produtoras –, e, de outro lado, a importância de uma *concertação de atores públicos*, cada um atuando no âmbito de suas especialidades e capacidades técnicas, e de *agentes privados interessados*, que têm a oportunidade de contribuírem para o desenvolvimento e planeamento das redes e apresentarem, além de importantes dados e informações ao regulador, propostas e sugestões para o aprimoramento do setor. Assim, uma regulação que ainda guarda traços de comando e controle desveste-se dos ônus inflexíveis e herméticos que caracterizam, vimos acima, o planeamento hierarquizado e unilateral das redes por parte do poder público, tornando-se mais maleável para absorver contribuições e participações dos atores privados que se encarregam de assegurar o bom andamento do setor e se beneficiam dos ganhos de qualidade e eficiência daí advindos.

<sup>151</sup> VICENTE (2012, p. 118).

Também por este motivo, a permeabilização da regulação a uma participação cada vez maior dos agentes interessados é forçosa.

Porque os agentes interessados estão diretamente envolvidos nas dinâmicas e relações que têm lugar no ambiente regulado, possuem maior acúmulo de experiência e expertise e mais fácil acesso à informação, podendo prestar importantes contribuições ao processo regulatório, incitando debates e persuasões recíprocas ínsitos ao regime democrático<sup>152</sup>.

De outro lado, a sociedade de risco e informação já não mais permite o conhecimento exaustivo e valorativamente neutro de todas as variáveis que possam influir nos processos técnico-científicos, reconhecendo-se, a partir de uma virada paradigmática nas ciências<sup>153</sup>, que processos científicos e técnicos não são necessariamente objetivos e absolutos<sup>154</sup>, estando sujeitos a incompletudes, erros e zonas em que a deficiência de dados, informações ou mesmo do conhecimento humano deva ser preenchida por escolhas, assunções e aproximações eleitas pelo cientista<sup>155-156</sup>.

Isto coloca importantes questões sobre “se as políticas públicas e a regulação devem ser governadas predominantemente por *experts* realizando ‘objetivas’ análises de risco ou se a governança deva ser mais participativa, com julgamentos subjetivos concorrendo com os objetivos”<sup>157</sup>.

Ficamos com a segunda proposta, defendendo a imperatividade de a governança<sup>158</sup> dos mercados regulados pautar-se em processos abertos e receptivos das manifestações dos agentes interessados, a fim de construam conjuntamente com o regulador o mercado.

Pelo exposto, entendemos que, além de fundada em parâmetros de performance e resultados e na cooperação dos diferentes atores na construção e concretização dos objetivos regulatórios, a regulação do novo setor elétrico há-de ser tão colaborativa e participativa quanto possível, a fim de incentivar e reforçar a adesão da indústria e dos consumidores às metas regulatórias e de legitimar as decisões tomadas pelos reguladores nesta seara.

---

<sup>152</sup> MAJONE (1989, p. 1)

<sup>153</sup> SANTOS (2006)

<sup>154</sup> VOS (1997, p. 127)

<sup>155</sup> GODARD (1997, p. 39)

<sup>156</sup> BECK, 1998, p. 35)

<sup>157</sup> BARTLE (2008, p. 2)

<sup>158</sup> Cf. OFGEM (2010e, 2.9), “O regime regulatório deve cumprir os seguintes princípios de boa governança: \* promover consultas inclusivas, acessíveis e efectivas; \* ser governado por processos que são transparentes e facilmente entendidos; \* ser administrado em uma maneira independente e objetiva; \* prover análises rigorosas e de alta qualidade em qualquer caso de mudanças; \* ser custo-efetivo; \* conter regras e processos que são suficientemente flexíveis para permitir mudanças de gerenciamento eficientes e ser entregue de uma forma que os resultados sejam proporcionais aos encargos regulatórios”

## 2. Novas dimensões regulatórias

As redes inteligentes propiciarão uma revolução no mercado energético, sentindo-se as principais mudanças a serem realizadas na última milha.

A regulação do setor elétrico, então, focada primordialmente nas atividades de geração e transmissão, deverá conhecer novas dimensões, afetadas sobretudo à distribuição e aos diferentes serviços que se desenvolverão em sede retalhista, para endereçar adequada e eficientemente as matérias afetas às *smart grids*.

O mercado elétrico atual estruturou-se sobre bases centralizadas e hierarquizadas, em que o funcionamento da rede é coordenado centralmente pelo operador do sistema e cada ator possui um papel bem definido e escalonado.

Em síntese, o sistema funciona mediante o fornecimento de energia por grandes, e em limitado número, plantas produtoras, as quais são monitoradas pelo operador do sistema para fins de balanceamento entre a energia gerada e a consumida e despachadas em uma ordem hierárquica e pré-fixada. Uma vez gerada, a energia é injetada e transportada por linhas de transmissão de alta tensão, a partir de um fluxo unidirecional e verticalizado, no sentido da geração para o consumo.

Alcançando os centros de consumo, a energia é transformada de um patamar de alta para pequena e média tensão, sendo transportada por distribuidores até o consumidor final, o qual pode adquirir energia do distribuidor, caso concentre estas as funções de distribuição e comercialização, ou de comercializadores autônomos, caso tenham sido desconcentradas as funções de distribuição e comercialização<sup>159</sup>.

---

<sup>159</sup> A desregulação do mercado a jusante de energia elétrica, com a introdução da competição na seara da comercialização, visa a, através da incidência das lógicas de mercado e de concorrência, promover ganhos de dinamismo, qualidade e eficiência dos serviços prestados aos consumidores finais. Cf. Diretiva 2009/72/CE, a liberalização objetiva, tendo em conta as finalidades últimas do mercado interno da eletricidade, “proporcionar uma possibilidade real de escolha a todos os consumidores da EU, sejam eles cidadãos ou empresas, criar novas oportunidades de negócio e intensificar o comércio transfronteiriço, de modo a assegurar ganhos de eficiência, preços competitivos e padrões de serviço mais elevados e a contribuir para a segurança do fornecimento e a sustentabilidade” (Considerando nº 1) e promover um “mercado plenamente aberto que permita a todos os consumidores a livre escolha de comercializadores e a todos os comercializadores o livre fornecimento dos seus clientes” (Considerando nº 3). Além disso, o incremento da auto-produção e micro-geração têm o potencial de dinamizar profundamente o mercado, com a entrada de novos e múltiplos atores. Em Portugal, o Decreto-Lei nº 25/2013 consagrou tais tendências, estabelecendo normas para a comercialização de energia a partir da microprodução e da miniprodução, prevendo-se, inclusive, a possibilidade de o microprodutor ou miniprodutor optar por prescindir da centralização no comercializador da compra da eletricidade oriunda das respetivas unidades, dispondo diretamente da electricidade produzida através de mercados organizados ou mediante contratos bilaterais (artigo 10º, nº 4), o que tem o condão de incentivar a produção distribuída e a concorrência, ensejando, ao menos em tese, a baixa de preços mediante a pressão competitiva perante os grandes produtores, maior segurança no abastecimento e o incremento do mercado, contribuindo para sua eficiência geral. Para uma

Sob este esquema, portanto, a geração de energia elétrica incumbe a grandes produtores, o transporte e gerenciamento do sistema incumbe aos transmissores – que, em alguns países, podem também ser operadores do sistema, encarregados do balanceamento geral do sistema –, o transporte em pequena e média tensão incumbe aos distribuidores, que podem ou não incumbir-se de comercializar a energia produzida, e, ao consumidor, incumbe receber energia do sistema e pagar o preço fixado em contrapartida.

Esta formatação levou a que, historicamente, a regulação do setor elétrico pautasse-se sobretudo no mercado grossista, com destaque especial para a geração e transmissão de energia elétrica, no sentido de garantir, de um lado, a segurança no fornecimento e abastecimento e confiança na estabilidade do sistema e, de outro lado, garantir o acesso à rede em bases não discriminatórias e equânimes aos novos entrantes.

Sucedem que, com o advento das redes inteligentes, tanto a estrutura regulatória, quanto a estrutura do mercado deverão sofrer importantes e substanciais mudanças a fim de absorver as novas dimensões que as *smart grids* propiciam e dependem para triunfar, notadamente em sede de *geração distribuída* e novos serviços energéticos.

Realmente, a instituição de um fluxo bidirecional de energia, dados e informações pelas redes inteligentes impedirá a manutenção de estruturas hierarquizadas, centralizadas, verticalizadas e herméticas, impondo lógicas pluricêntricas, horizontalizadas e flexíveis para absorver todas as novas funções, serviços e atividades que daí advirão.

A bidirecionalidade da rede implica em que os consumidores sairão de sua postura passiva para um controle efetivo e ativo de seu poder de consumo e de produção de energia elétrica (*prosumers*).

Isso, por sua vez, culminará no incremento da geração distribuída, o que mitigará a centralidade e verticalidade com que o sistema opera atualmente, e imporá novas funções e responsabilidades ao distribuidor, que deverá assumir o gerenciamento ativo da última milha para coordenar os diferentes focos de geração distribuída relativamente ao sistema.

Igualmente, novas oportunidades de negócio surgirão com a mudança dos consumidores para uma postura mais ativa e a descentralização da geração de energia elétrica, potencializando a criação de diversos novos serviços e dimensões do mercado elétrico que o deixarão cada vez mais suscetível à concorrência.

Por isso, é forçoso que o regulador invista pesadamente na *regulação do mercado a jusante*, de modo a criar um ambiente concorrencial aceitável (*level playing field*) aos novos

---

abordagem acerca dos possíveis e desejáveis desenhos para o mercado minorista, v. DURBAN ROMERO (2012, p. 133 e ss)

entrantes que advirão com o incremento da geração distribuída e o surgimento de novos serviços eléctricos e promover soluções regulatórias flexíveis, que mais se adéquem a uma lógica cada vez mais particularizada e customizada do mercado.

Da parte da geração distribuída, as demandas por fontes renováveis de energia e segurança no abastecimento vem fomentando a instalação de fontes produtoras de pequeno e médio porte mais próximas dos ou nos próprios centros de consumo, diretamente conectadas às redes de distribuição.

Assim, o número de agentes a ingressarem no mercado eléctrico aumentará consideravelmente, dado o potencial de cada consumidor tornar-se um produtor de energia eléctrica.

À evidência, a entrada massiva de novos agentes coloca problemas de duas principais ordens, uma de acesso e a outra técnica.

No primeiro caso, o acesso de novos agentes no mercado e as condições em que se dará a competição neste mercado dependem de uma formatação regulatória adequada que construa as condições para uma concorrência em níveis aceitáveis e permita, assim, que os agentes económicos desenvolvam as suas potencialidades.

Porque a rede eléctrica – seja na transmissão, seja na distribuição – constitui um monopólio natural, parâmetros para acesso à rede por novos entrantes devem ser fixados pelo regulador, de forma a impedir que o monopolista recuse acesso de forma discriminatória a determinados agentes ou entrave a concorrência ao impor preços de acesso iníquos, que impeçam a formação de um preço final competitivo.

Sucedem que as regras de acesso ao mercado hoje em vigor voltam-se para a relação geração (de grande porte, a montante) e transmissão, sem guardar a geração distribuída.

Dessa maneira, uma nova dimensão a ser incorporada às funções regulatórias atuais será a *formação de regras de acesso à rede de distribuição por pequenos e médios geradores*, guardando-se as peculiaridades de o número de entrantes ser sobremaneira superior ao existente na relação geração-transmissão a montante e de o regulador não possuir um controle direto sobre a topologia da rede e o local em que as novas fontes geradores serão instaladas, como ocorre no mercado a montante, sendo certo que somente a título indireto – mediante a instituição de tarifas locacionais, p. ex. – este controle poderá ser exercido.

Ademais, uma vez que as fontes de geração distribuída são geralmente intermitentes e nem sempre os consumidores optarão por injetar energia na rede, podendo priorizar a produção para o seu próprio consumo e atribuir ao sistema somente o excedente, se e quando

houver, o balanceamento da *microgrid* ou dos subsistemas elétricos a nível da distribuição não poderão seguir a mesma lógica do balanceamento do sistema a montante.

Significa que a geração distribuída não pode ser nem centralmente planejada, nem centralmente despachada, o que impõe a formação de uma lógica regulatória condizente com essas peculiaridades, mas que, ao mesmo tempo, não gere distorções no nível de concorrência entre os grandes geradores a montante e os geradores a jusante nem ao balanceamento geral do sistema.

Daí falar-se, hoje, em lógicas peculiares e próprias de cada *microgrid*, que devem ser não só respeitadas, como fomentadas pelos reguladores, desde que se encaixem na lógica geral do sistema.

Uma forma de acomodar estas características da geração distribuída é, no âmbito da distribuição, permitir a inserção destas lógicas próprias e, no âmbito do relacionamento da distribuição com o restante do sistema, submetê-lo à lógica geral do sistema, de modo que, “do ponto de vista do TSO [transmissor], o DSO [distribuidor] se manifestaria como um ‘grande gerador’”<sup>160</sup>.

O conceito de plantas geradores virtuais bem denota este sentido, repousando em um aglomerado de diversos pequenos e médios geradores que é gerenciado coletivamente, relacionando-se com o sistema e com o mercado como um produtor único, ganhando substancial poder de mercado.

A consequência disso é que a organização hierarquizada e verticalizada, de cima para baixo, do mercado elétrico será posta em causa, havendo agentes difundidos ao largo de toda a cadeia produtiva da eletricidade que terão o condão de intervir e impactar o mercado.

Logo, *o mercado passará a ser pluricêntrico*, ao invés de centralizado, e *horizontalizado*, ao invés de verticalizado de cima para baixo, na medida em que todos os atores envolvidos na cadeia energética poderão ser tanto produtores, quanto consumidores de energia e serviços energéticos, e se relacionarão não por intermédio de esquemas hierárquicos e engessados, mas através de relações intersubjetivas dinâmicas.

Por esta razão, a atual lógica regulatória generalista e focada primacialmente no mercado a montante deverá ser reformulada para acomodar estas novas dinâmicas que exsurgirão do mercado a jusante.

Uma segunda ordem de problemas que a entrada massiva de novos agentes geradores na dimensão da distribuição coloca ao sistema é de natureza técnica, consistindo nas

---

<sup>160</sup> KEOGH e SULLIVAN (2010, p. 3)

dificuldades de absorção, pela rede, de grandes quantidades de energia injetada e em voltagens, potências e volumes variáveis.

A natureza intermitente de grande parte destas fontes geradoras e as localidades e dimensões variadas em que tais fontes serão instaladas, com efeito, impõe pesados novos custos e dificuldades operacionais aos distribuidores, no que tange à extensão da rede, de sua capacidade e resiliência (reforço da rede) e ao gerenciamento do micro-sistema, tendo em vista a grande variação do fluxo de energia e de dados e informações que serão transmitidos para os *prosumers* e vice-versa.

Estas dificuldades técnicas e custos acrescidos, é evidente, operam como fatores de desincentivo aos distribuidores para integrarem um número cada vez maior de geradores à rede, podendo emergir como barreiras à entrada e à manutenção de fontes energéticas que melhor se compatibilizam, comparativamente às grandes fontes geradoras, sobretudo as poluentes, com os objetivos do sistema.

Deveras, o incremento da geração distribuída, para além das metas gerais de sustentabilidade e segurança no abastecimento, pode trazer benefícios diretos e palpáveis ao sistema. Com o incremento da micro-produção e a circulação da energia dentro da *microgrid*, é potencial a redução<sup>161</sup> (i) dos picos de demanda e do congestionamento da rede, reduzindo a sobrecarga do sistema; (ii) dos custos e investimentos em extensão da rede e capacidade na seara da transmissão e geração; e (iii) das perdas no transporte de energia, dado o menor caminho percorrido desde as fontes de geração distribuída até o consumidor final.

A fim de atingir todas estas potencialidades e tornar econômica e tecnicamente viável a instalação e desenvolvimento das fontes de geração distribuída, uma mudança paradigmática das funções e responsabilidades do distribuidor faz-se cogente.

Conforme vimos, hoje, os distribuidores participam do sistema de forma bastante passiva, limitando-se, em geral, a repassar a energia recebida do transmissor ao consumidor final<sup>162</sup>, o que lhes demanda pouquíssimo em termos de gerenciamento e acaba por lhes retirar a visibilidade e o controle do sistema como um todo<sup>163</sup>.

Daí referir-se a doutrina<sup>164</sup> a um desempenho de *fit and forget* da parte do distribuidor, no sentido de resolver os principais problemas técnicos da infraestrutura na etapa do planejamento e expansão da extensão e capacidade da rede.

---

<sup>161</sup> Cf. EURELECTRIC (2013, p. 4)

<sup>162</sup> Para uma análise compreensiva de todas as funções desempenhadas atualmente pelos distribuidores, especialmente na Europa, v. EURELECTRIC (2013, Box 1, p. 9)

<sup>163</sup> *Idem*, p. 9.

<sup>164</sup> v. por todos EURELECTRIC (2013, p. 11)



Neste caso, majorado o volume de geração distribuída, a solução seria majorar a extensão e a capacidade da rede, levando à incursão dos inúmeros custos discriminados acima e à formatação de uma rede com grande capacidade para os picos de geração e demanda, mas ociosa em todos os demais períodos.

Uma outra opção seria permitir ao distribuidor que, excedendo a produção a capacidade da rede, interrompesse o fluxo de energia, excluindo, ainda que momentaneamente, alguns atores do sistema. Assim, na hipótese de crescimento da geração distribuída, cada vez mais frequentes seriam tais interrupções, levando a um desincentivo à instalação e operação da infraestrutura geradora, nomeadamente se deixarem de ser compensadas financeiramente as geradoras pelo período em que ficaram impedidas de participar do mercado.

Como é manifesto, simplesmente ampliar a capacidade da rede ou impedir que novos agentes ingressem e participem efetivamente do mercado são opções altamente ineficientes e desalinhadas com os objetivos do setor e, particularmente, com a lógica das redes inteligentes.

Uma solução mais inteligente e compatível com o novo setor elétrico é impor ao distribuidor um gerenciamento ativo da rede com a sua *programabilidade*, permitindo a efetiva absorção das fontes de geração distribuída sem que isso imponha custos altíssimos e desnecessários ao sistema.

Em uma postura ativa, consoante SCHEEPERS *et al.* (2005, p. 40), incumbe ao distribuidor, mediante a incorporação de avançadas plataformas de tecnologia e informação para o monitoramento dos fluxos de energia da rede, responsabilizar-se pela segurança no abastecimento, a resiliência e a qualidade do sistema localmente, incumbindo-lhe analisar e interpretar dados para promover o balanceamento do sistema de acordo com a relação demanda e oferta no âmbito da *microgrid*, da célula ou da dimensão geográfica em que atue, emitir sinais aos agentes do mercado para que mudem os seus padrões de produção ou de consumo, prover ou contratar serviços ancilares (*v.g.* controle de voltagem e energia reativa), evitar que as falhas e suspensões de energia ocorridas no âmbito de uma determinada área geográfica contaminem o sistema e vice-versa, negociar as condições de troca da energia excedente em seu subsistema com outros subsistemas ou com o sistema geral<sup>165</sup> e negociar com os agentes produtores diferentes níveis de flexibilidade quanto à supressão de

---

<sup>165</sup> DONKELAAR; SCHEEPERS (2004, p. 28)

fornecimento em momentos de congestionamento crítico da rede, pagamentos proporcionais à duração da suspensão do fornecimento<sup>166</sup>, etc.

Todas estas medidas, se tomadas corretamente, evitam que novos investimentos em extensão e resiliência da rede sejam necessários.

Paradigmática, nesse sentido, a experiência relatada por MEEUS *et al.* (2010, p. 10-11) da região de Orkney, UK, em que, em uma rede de distribuição com capacidade de 20 MVA, foram conectados 47 MW de geração distribuída, sem que expansões da rede ou investimentos em resiliência fossem realizados. Neste projeto, o distribuidor, mediante gerenciamento ativo da rede, monitorava e coordenava as diferentes fontes geradoras, formadas maioritariamente por geração intermitente, de modo a que não fosse superado o limite máximo da rede, viabilizando que, em momentos de baixa produção de energia eólica ou solar, p. ex., outras fontes de geração distribuída pudessem operar em sua máxima capacidade, e assim por diante.

Dessa forma, os problemas técnicos advindos da geração distribuída podem ser resolvidos ou mitigados a partir de um gerenciamento mais inteligente das redes, incumbindo ao regulador criar os incentivos e as bases necessários para que isto ocorra.

Uma nova dimensão regulatória do setor elétrico inteligente repousa, portanto, em primeiro lugar, no arrolamento de metas e obrigações de integração de geração distribuída a serem cumpridas pelos distribuidores, através da implementação de incentivos financeiro-tarifários a fim de realizarem uma mudança no paradigma atual.

Em segundo lugar, na promoção de uma descentralização do gerenciamento da rede da dimensão dos transmissores para os distribuidores, permitindo que o sistema incorpore um gerenciamento local por parte dos distribuidores e um gerenciamento global por parte dos transmissores, de modo a que a operação da rede elétrica (de transmissão e distribuição) se dê mais eficiente e eficazmente.

É claro que um esquema tal demandará amplos esforços de coordenação entre ambas as instâncias, com o estabelecimento de regras regulatórias adequadas para orientar os agentes regulados nesse sentido e fomentar e, se necessário, garantir a troca de informações e dados entre os operadores.

Logo, o estabelecimento de um arcabouço regulatório que fixe com clareza as diferentes responsabilidades que recaem sobre transmissores e distribuidores e como funcionará o sistema misto (local e global) de balanceamento e gerenciamento (v.g. que

---

<sup>166</sup> EURELECTRIC (2013, p. 11 e 15)

decisões prevalecem quando houver um conflito entre uns e outros) é indispensável para o bom andamento do sistema elétrico inteligente.

A estrutura do mercado e da regulação elétricos, pois, devem incorporar um gerenciamento difuso e horizontalizado, em que a coordenação – ao invés de comandos hierárquicos – entre os diferentes atores há-de prevalecer.

Por esta razão, pode-se afirmar que a própria natureza da regulação da distribuição de energia elétrica será transmutada.

Isto porque, de uma regulação meramente formal voltada a estabelecer as condições de acesso à rede e entrada no mercado, deverá passar a ser uma regulação material, de qualidade e eficiência, incentivando uma postura de gerenciamento ativo por parte do distribuidor. Passará a importar, assim, o efetivo conteúdo das condutas levadas a efeito pelos distribuidores, o que vai ao encontro da própria lógica da regulação de performance e resultados aqui proposta, que é assegurar resultados positivos e condizentes com os interesses públicos afetos ao setor energético.

Por esta razão, como já explanamos (II.3.2), também os operadores não mais poderão ser considerados como meros transportadores e comercializadores de elétrons, tornando-se prestadores de serviços energéticos que vão muito além do simples deslocamento de energia de um ponto a outro.

Uma nova lógica regulatória que enderece o mercado de serviços, ao invés de um mero mercado de *commodities*, em consequência, faz-se igualmente cogente.

As *smart grids* têm o potencial, em primeiro plano, de promover o incremento da concorrência nas searas da geração e, sobretudo, comercialização de energia elétrica, ao expandir a elasticidade da demanda e fazer com que os consumidores passem a responder a sinais de preço ou mais próximos dos ou consistentes nos sinais do mercado.

Ademais, ao viabilizar que à oferta de energia sejam agregados serviços de consultoria, assessoria, instalação e operação de *softwares* para controle de demandas, customização das tarifas, etc., as redes inteligentes permitem que os operadores se diferenciem entre si em dimensões além do preço da energia comercializada.

Dessa forma, incumbe ao regulador voltar o olhar para este novo mercado e as novas funções a serem empreendidas pelos agentes regulados, mantendo condições de entrada e concorrência leal entre os operadores e incentivando-os fortemente a cumprir as metas traçadas para o setor, inclusive de proteção dos direitos dos consumidores.

Em acréscimo, alguns serviços que já vinham sendo desfragmentados da função de distribuição, poderão mais facilmente autonomizar-se, rompendo com a formatação monopólica tradicional da dimensão retalhista do mercado (p. ex., a autonomização do serviço de medição, que era já possível e, inclusive, implementada em algumas jurisdições<sup>167</sup>, pode tomar grande impulso com os novos *smart meters*).

Logo, incumbirá ao regulador, mediante prévia análise dos impactos que a introdução ou dinamização da concorrência poderá trazer às diferentes atividades do setor, delimitar os requisitos para acesso ao mercado de potenciais novos entrantes e, se for o caso, o número e/ou a extensão de escopo dos títulos habilitantes já expedidos ou a serem outorgados, bem como averiguar os parâmetros de competição e de qualidade e eficiência mínimos a serem desempenhados nos novos mercados de serviços energéticos.

Igualmente, esta nova dimensão do setor elétrico de provimento de serviços incrementará substancialmente o número de atores e os tipos de atividades envolvidos no mercado, notadamente na seara retalhista, além de criar novas dimensões em que os novos atores interagirão, direta ou indiretamente.

Isto demandará um novo quadro regulatório, flexível e multidimensional, que absorva os diferentes tipos, necessidades e características dos serviços e atores do mercado.

Segundo MCKINSEY & COMPANY (2010, p. 26), “o caso de negócios para cada operador irá variar de acordo com o regime regulatório, as metas da companhia e o desenho da rede existente. Um operador, por exemplo, salientou que os benefícios do gerenciamento da demanda gerariam um acréscimo de 40 por cento no valor dos negócios através da mudança de tarifas e comportamento dos agentes, enquanto para outros operadores este percentual foi de menos de 20 por cento”.

Da parte dos consumidores, é possível tornar cada vez mais pessoal a prestação dos serviços, denotando diferenças essenciais que caracterizam os tipos de usuários, sendo certo que os diferentes consumidores possuem diversas preferências em termos de qualidade do serviço, frequência e tipologia da medição e faturamento, métodos de pagamento, tipos de matrizes energéticas de que pretendem consumir, e assim por diante.

Isso enseja que a regulação acompanhe esta tendência, tornando-se cada vez mais personalizada e adaptável às peculiaridades dos casos concretos, afastando-se de um modelo *one size fits all*, que é o que vigora atualmente.

---

<sup>167</sup> v. NEW YORK STATE DEPARTMENT OF PUBLIC SERVICE (2001)

Essa constatação não só impõe que haja novas dimensões regulatórias para endereçar os problemas específicos de cada tipo de rede e cada tipo de operador e consumidor, como reforça o entendimento de que uma regulação de performance e resultados está mais bem adequada a fazer frente às características das novas redes inteligentes.

A uma porque os formatos de comando e controle pautam-se em fórmulas genéricas, que não realizam inteiramente as potencialidades e as necessidades das novas redes inteligentes, enquanto a regulação de performance e resultados, ao mesmo tempo em que fixa metas gerais aplicáveis a todos os agentes do setor, pode – e deve – instituir metas específicas para os diferentes agentes regulados, compatibilizando-as às peculiaridades próprias dos agentes e dos mercados nos quais operam.

A duas, a inserção de uma lógica individualizada para cada tipo de serviço em um sistema de comando e controle teria o condão de gerar uma multiplicação das normas regulatórias incessante e infactível, à luz dos limites reais dos custos e esforços que são dados ao regulador incorrer.

Logo, a “customização regulatória” de cada uma das relações jurídicas que têm e que passarão a ter lugar no mercado energético só nos parece possível através de um sistema regulatório que se limite a fixar os níveis desejados de qualidade e eficiência dos serviços energéticos prestados – níveis estes generalizáveis, *i.e.* desejados para a sociedade como um todo –, atribuindo grande margem aos agentes privados de liberdade e conformação das condutas e das relações jurídicas para fazer frente à diversidade do novo mercado, tornando possível, sem onerar excessivamente o regulador, garantir que as especificidades e características de cada consumidor, região geográfica ou prestador sejam respeitadas.

A nova regulação para o setor elétrico, portanto, deve reconhecer e incorporar o pluralismo que diferencia as redes inteligentes, propiciando um comportamento adaptativo<sup>168</sup> de todos os atores interessados à luz das evoluções da realidade, e a coordenação entre os variados agentes que terão lugar no mercado, promovendo, assim, uma mudança paradigmática de uma regulação rígida, verticalizada, hierárquica e unidirecional para uma regulação mais fluida e permeável à mudança, horizontalizada, cooperativa e multidirecional.

---

<sup>168</sup> HOLT *et al.* (2010, p. 10)

### **3. Um novo modelo regulatório-tarifário para as *smart grids***

A virada paradigmática do arcabouço regulatório deve congrega, além das novas lógicas e formatos ordenadores expostos acima, uma reformulação das bases tarifárias incidentes sobre a indústria de modo a refletir e permitir as mudanças e inovações das *smart grids*, já tendo ficado demonstrado em II.3 que a tarifação tal como desenvolvida hodiernamente não é bastante a ou capaz de promover tais objetivos.

Uma modelagem tarifária para as *smart grids* deve ter em conta a sua natureza altamente tecnológica e dinâmica, em que o incremento da quantidade e da qualidade dos dados e informações sobre as condições da rede e os padrões de comportamento dos diferentes agentes que se interrelacionam no mercado elétrico terão o condão de promover o controle mais acentuado dos resultados da indústria, propiciar o surgimento de novos serviços e implementar a customização dos preços e atividades energéticas, potenciando a incidência de uma concreta lógica de mercado na indústria.

Por isso, o sistema tarifário das redes inteligentes deve ser estruturado de tal modo que permita, ao mesmo tempo, (i) acomodar, sem o incremento substancial de custos e demoradas renegociações, as evoluções da indústria e os diferentes riscos e benefícios que orbitam a operação da rede elétrica; (ii) reduzir o volume de energia consumido sem impactar nas receitas finais auferidas pelos operadores; (iii) fomentar uma maior elasticidade da demanda e uma efetiva concorrência no setor a nível retalhista e grossista; (iv) integrar eficientemente fontes de energia renovável e geração distribuída, propiciando um desenvolvimento sustentável da indústria; e (v) inserir lógicas e formatos de mercado para fomentar a concorrência entre os operadores.

O presente tópico foi estruturado de forma a analisar cada um destes pontos.

#### **3.1. Parâmetros de performance e resultados**

A fim de mitigar ou sanar os impactos que as tarifações baseadas em incentivos têm o efeito de gerar à qualidade dos serviços prestados e à manutenção e atualização tecnológica dos bens que compõem a rede elétrica em virtude dos potenciais cortes de custos realizados para majoração da margem de lucro do operador, segundo elucidamos em II.3.1.4, vêm sendo,

ao redor do mundo, introduzidos, nas respectivas bases tarifárias, parâmetros e indicadores de performance e resultados a serem adimplidos pelos operadores<sup>169</sup>.

Por este intermédio, conforme III.1 *supra*, o regulador fixa *standards* de qualidade e performance a serem adimplidos pelo operador, bem como elenca os resultados mínimos que espera da indústria, podendo ser majorada ou reduzida a remuneração final do agente regulado a depender de sua conformidade com os *standards* e do atingimento dos resultados propostos.

Uma vez fixados nesta ordem os parâmetros de performance e resultados, podem passar a integrar a base tarifária de diferentes formas.

Uma delas é simplesmente negativa, no sentido de que, inadimplindo o agente regulado tais parâmetros, serão realizadas reduções proporcionais na remuneração que lhe é permitida auferir, seja mediante descontos percentuais no valor total que lhe seria devido (*tariff rebate*), seja através do pagamento de uma sanção pecuniária, a ser proporcionalmente determinada pelo regulador.

Outra é promover um sistema dual, em que performances acima da média e entregas de resultados de forma mais eficiente sejam compensadas por majorações proporcionais da remuneração do operador, enquanto performances negativas e o não adimplemento de resultados sejam penalizados.

A inserção desses parâmetros na base tarifária pode se dar de duas formas, que denominamos corretiva ou finalística.

A inserção corretiva volta-se a incluir nas fórmulas tarifárias tradicionais descontos a título de performance e resultados. Seria o caso de, em um sistema *price-cap*, operar-se a formação da base tarifária conforme a lógica que é tradicionalmente aplicada a este modelo, promovendo-se, ao fim do período regulatório, descontos atinentes às más performances e aos resultados inadimplidos ou acréscimos na situação inversa. Neste modelo, o peso da variante de performance e resultado é relativamente inferior comparativamente às demais variáveis tarifárias.

A inserção finalística, por sua vez, atrela a remuneração dos operadores diretamente ao alcance das metas de performance e resultados, mitigando substancialmente a sua correlação com os custos incorridos pelo operador. A remuneração do agente regulador depende, então, neste caso, essencialmente do atingimento dos parâmetros de performance e resultados, como ocorre, veremos à frente, no modelo RIIO britânico.

---

<sup>169</sup> Para os indicadores tradicionalmente introduzidos, v. SOLVER (2005, pp. 46-50)

Sob esta sistemática, a tarifação é toda voltada para o atingimento das metas de performance e resultado, operando a análise e a aprovação de custos e remunerações finalisticamente, *i.e.* para a consecução daquele fim.

Entendemos que o desenvolvimento mais eficiente e condizente com as políticas públicas traçadas para o setor energético deve caminhar no sentido de que os parâmetros de performance e resultado não sejam apenas uma variável corretiva das fórmulas tarifárias já existentes, mas base última para a remuneração dos operadores, sobretudo em se tratando de *smart grids*.

Em primeiro lugar, a íntima conexão destas indústrias a interesses públicos primários impõe que os serviços daí advindos sejam prestados com padrões mínimos de qualidade, que não são, hodiernamente, respeitados em sua plenitude pela indústria, impendendo que haja um maior direcionamento finalístico da remuneração dos operadores neste sentido.

Em segundo lugar, o fato de as indústrias de infraestrutura constituírem bens de clube impõe que os ônus impostos aos consumidores, membros do clube, sejam proporcionais aos benefícios e à utilidade auferidas. A única forma de assegurar que os custos incorridos pela indústria sejam revertidos em prol dos usuários ao invés de ao simples intuito de majoração de lucro dos agentes privados é, no nosso entender, vincular tais custos às metas de performance e resultados arroladas, dividindo-se entre consumidores e operadores os riscos, os ganhos e perdas daí derivados.

Terceiro, como os parâmetros de performance e resultados são atingíveis a longo prazo, demandando uma modificação e evolução gradual e incremental da indústria, reduz-se consideravelmente a necessidade de serem revistos a cada pequena mudança no arcabouço fático ou legislativo. Significa que a incidência de renegociações e revisões tarifárias tende a ser muito menor, suprimindo grande parte das ineficiências a elas atreladas.

No caso das *smart grids*, cujos contornos não se encontram totalmente desenhados e cujas dinâmicas e evoluções serão complexas e constantes, dada a sua natureza altamente tecnológica, isto é essencial.

Ademais, as potencialidades das redes inteligentes não se calcam propriamente nos processos elétricos, que continuarão, via de regra, a ser os mesmos, mas na aptidão de gerar resultados mais eficientes energeticamente, sustentáveis, confiáveis e seguros. Logo, uma tarifação jungida à efetiva consecução destes objetivos é mais condizente com o escopo das *smart grids*.



Finalmente, a assimetria informacional entre reguladores e regulados, que torna o processo de análise e aprovação de custos bastante difícil e oneroso para o regulador, é substancialmente mitigada, porquanto o atrelamento dos custos à realização das metas de performance e resultado impõe aos regulados o ônus de demonstrarem o cabimento de tais custos à consecução dos fins, tornando mais palpável a análise regulatória, e tais custos encontram-se desvinculados de alocações específicas em projetos ou bens determinados, conferindo-se uma maior margem de liberdade aos agentes regulados sobre como cumprir os fins regulatórios, o que tem também o condão de ensejar um incremento da competição e da inovação no ambiente regulado.

As características ora explanadas consolidaram-se no formato tarifário desenvolvido pelo Reino Unido para o novo marco regulatório das redes inteligentes, sobre o qual passaremos a discorrer a fim de verificar como, pragmaticamente, as tendências de regulação e tarifação de performance e resultado podem ser implementadas.

### **3.1.1. O modelo RIIO**

Após a liberalização do setor elétrico que teve lugar na década de 1990, o sistema tarifário britânico baseado em *price-cap* sofreu constantes evoluções até o advento da tarifação *RPI-X* (II.3.1.2), que foi estruturada a partir de um sistema “*building block*”, cuja análise de cada variável tarifária dá-se em blocos.

Assim, em síntese, OPEX e CAPEX passaram a ser estruturados separadamente, controlando-se o primeiro a partir de um sistema de *benchmarks* calcados nas melhores práticas da indústria para custos operacionais; o segundo, individualmente para cada companhia, permitindo-se uma taxa de retorno sobre os seus ativos calculada a partir do custo médio ponderado de capital (WACC); e novos investimentos com base nas projeções apresentadas para o período regulatório, podendo variar as análises de cada companhia de acordo com escolhas manifestadas diante de um *menu of sliding scales* (v.g. previsões de CAPEX conforme declaradas pelo operador ou conforme preparadas pelos consultores do OFGEM)<sup>170</sup>, aplicando-se a ambos os descontos de eficiência gerais e individuais do modelo *RPI-X*.

Ademais, em evoluções do modelo, o regulador britânico incluiu como variável corretiva da remuneração dos operadores indicadores de performance, cujo atingimento acima

---

<sup>170</sup> MÜLLER (2011, p. 5)

ou abaixo das metas fixadas implicava em recompensas e penalizações financeiras, apresentando-se, assim, o modelo, como agregador de diferentes tipos tarifários adaptados para atuarem conjuntamente.

O sistema tarifário incluía, ainda, desde 2005, incentivos para investimentos em pesquisa e desenvolvimento por parte dos operadores<sup>171</sup>, com a estruturação dos programas *Innovation Funding Incentive*, permitindo que até 0,5% das receitas anuais das companhias fosse alocado em inovação, e *Registered Power Zone*, viabilizando a pesquisa, o desenvolvimento e a implementação de projetos-piloto de novas tecnologias em áreas geográficas ou eléctricas (virtuais) definidas pelo regulador.

A tarifação *RPI-X* viabilizou importantes e significativas melhorias em eficiência e ganhos para os consumidores<sup>172</sup> e permitiu que o Reino Unido fosse um dos pioneiros na implementação das redes inteligentes e tomasse a dianteira na reformulação regulatória daí decorrente, reconhecendo que o novo setor eléctrico demandava uma parametrização de performances e resultados finalística, e não meramente corretiva.

O novo sistema RIIO (*Revenues = Incentives + Innovation + Outputs*) representa um íntimo alinhamento com as principais evoluções em matéria regulatória e tarifária capazes de fazer frente às principais transformações que a indústria eléctrica vem sofrendo e sofrerá por ocasião do desenvolvimento das *smart grids*.

Embora a sua eficácia não tenha sido ainda posta à prova – o modelo entrou em vigor em 2013 –, a tarifação britânica tem o potencial de influenciar positivamente a reformulação da arquitetura tarifária ao redor do mundo, denotando a pertinência de seu estudo, ainda que sucinto.

O arcabouço regulatório do sistema RIIO funda-se basicamente na mesma estrutura do sistema *building block* anterior, porém mais fortemente lastreada por incentivos regulatórios voltados à inovação e à produção de resultados consistentes com os objetivos traçados pelo regulador para a indústria.

A sua lógica reside em que as receitas a serem auferidas pelos operadores fiquem diretamente atreladas à sua performance, incentivando-os a cumprirem importante papel no atingimento das metas de sustentabilidade, qualidade dos serviços e inovação.

---

<sup>171</sup> A Itália destaca-se, igualmente, por ser o país europeu com o maior índice percentual de implementação de medidores inteligentes, o que pôde ser alcançado em virtude de bem-sucedidos esquemas regulatórios de incentivos ao desenvolvimento e pesquisa em inovações e novas soluções por parte dos operadores da indústria eléctrica, cf. MÜLLER (2011) e RICHTER JR (2012)

<sup>172</sup> MÜLLER (2011, p. 5)

Ao invés de um sistema voltado a parâmetros de custo-efetividade – que, vimos, têm grande potencial de reduzir a qualidade dos serviços prestados e implicar na obsolescência da rede –, a tarifação RIIO foca-se em horizontes de *value for money*<sup>173</sup> de longo prazo, com vista a “garantir que as operadoras da rede não realizem economias de custos em detrimento da entrega de resultados, mas que foquem na redução dos custos de longo prazo em entregar estes resultados, ao invés de necessariamente minimizar custos para o próximo período regulatório de controle de preços”<sup>174</sup>.

Com esta perspectiva, o sistema foi estruturado de modo a que os operadores submetam à análise e aprovação do regulador planos de negócios para o período regulatório estendido para oito anos, que servirão à demonstração de como os regulados pretendem cumprir as metas regulatórias e em que medida contribuirão para o desenvolvimento sustentável do setor e a sua evolução.

Os planos de negócio deverão conter, segundo o OFGEM (2010e, p. 48-49), estratégias e projeções de longo termo para (i) o atingimento de resultados primários; (ii) a consideração de resultados secundários; (iii) uma clara e bem fundamentada explanação de suas propostas; (iv) considerações abertas, com a formulação de alternativas, sobre as opções disponíveis; (v) um *link* entre os custos propostos e os resultados primários; (vi) considerações sobre os impactos de longo prazo de suas propostas; (vii) o incremento de *value for money*; e (viii) o engajamento com outros agentes interessados da indústria.

Os resultados primários, que constituem o coração<sup>175</sup> do modelo RIIO, serão fixados de forma clara e objetiva<sup>176</sup> pelo regulador à luz dos principais objetivos arrolados para o setor energético, em especial a sustentabilidade, a eficiência energética e o incremento na entrega de serviços de valor agregado de longo prazo, relativamente a consumidores atuais e futuros, e são alocados em seis principais categorias, a saber, satisfação dos consumidores, segurança,

---

<sup>173</sup> Optamos por manter a expressão de origem inglesa por entender ser impossível traduzi-la em expressão portuguesa sem perder parte substancial de seu conteúdo. A idéia de *value for money* passa por uma melhor relação qualidade/preço e um maior valor agregado dos bens e serviços, sem reduzir-se a uma vertente meramente econômica de fazer mais por menos. No contexto RIIO, trata-se de alocações monetárias que gerem resultados mais positivos e mais valorosos não só em termos de economicidade, mas de benefícios sociais e ambientais como um todo.

<sup>174</sup> OFGEM (2010e, p. 2)

<sup>175</sup> *Idem*, p. 31

<sup>176</sup> Os princípios para fixação dos resultados primários são materialidade, controlabilidade, mensurabilidade, comparabilidade, compatibilidade com a promoção da competição, compatibilidade com o arcabouço legal (OFGEM, 2010e, p. 35).

confiabilidade e disponibilidade, condições para conexão, impactos ambientais e obrigações sociais<sup>177</sup>.

Os resultados secundários serão fixados pelo regulado, devendo estar direcionados a três principais finalidades: gerenciamento de riscos da rede, de modo a prevenir que a realização dos resultados primários em períodos futuros não seja posta em risco por decisões feitas durante o período de controle de preços, projetos para entrega de resultados primários em períodos futuros e projetos de inovação técnica e comercial, que requerem a antecipação de custos, mas têm o potencial de apresentar resultados positivos de longo prazo<sup>178</sup>.

A importância destes resultados secundários é garantir a continuidade das políticas concretizadas pelos agentes regulados, permitindo que se individualizem e se diferenciem de seus (atuais ou potenciais) concorrentes em termos de estratégia comercial, bem como financiar projetos inovadores e alinhados com a evolução tecnológica da indústria.

Os planos de negócio deverão ser apresentados de forma estruturada, clara e bem fundamentada, repousando nos operadores o ônus de demonstrar que as suas propostas são hábeis, eficientes e idôneas a alcançar os resultados (primários e secundários) propostos e os objetivos maiores do sistema a longo prazo.

O nível de qualidade da fundamentação empreendida e das informações prestadas<sup>179</sup> pelo operador terá o condão de acelerar ou postergar as aprovações regulatórias e minimizar ou aprofundar o escrutínio e as ingerências do regulador<sup>180</sup>, podendo, inclusive, ser o caso de os operadores serem compelidos a realizarem testes de mercado para lastrear as propostas constantes nos seus planos de negócios, se houver dúvidas e preocupações quanto ao nível de custos ou o desenho dos meios para atingir a solução planejada<sup>181</sup>.

À evidência, em se tratando de planos de longo prazo, as projeções, propostas e soluções arroladas encontram-se sujeitas a riscos e incertezas. Daí ser cogente, no plano de negócios, apresentarem os operadores estratégias flexíveis, que permitam a adoção de alternativas e o preenchimento gradual de algumas variáveis que só com o tempo poderão ser melhor delimitadas.

---

<sup>177</sup> Para uma análise mais pormenorizada dos resultados propostos para cada categoria, v. OFGEM (2010e, tabela 3, p. 37).

<sup>178</sup> *Idem*, p. 40

<sup>179</sup> “O tipo e nível de informação requerida variará por tipo de despesa. Por exemplo, podemos esperar que sejam justificados mais especificamente e evidenciados projetos de alto valor, projetos em que há incerteza sobre que necessidades devem ser entregues (ou quando), atividades relativas ao atingimento das necessidades de consumidores futuros e/ou novos tipos de atividades. De outro lado, não esperamos que as companhias justifiquem cada *pound* gasta na manutenção separadamente. É a abordagem ou estratégia geral de manutenção que esperamos seja justificada, diretamente conectada com o risco da rede” (*idem*, p. 49).

<sup>180</sup> *Idem*, p. 63

<sup>181</sup> *Idem*, p. 69

O OFGEM, com efeito, tem o mérito de reconhecer que as decisões que as companhias tomem sobre como entregar os resultados esperados “envolvem um *mix* de diferentes horizontes de tempo”<sup>182</sup>.

Por isso, o arcabouço regulatório tal como formulado encoraja os operadores a manterem opções abertas quando apropriado, havendo duas principais ferramentas para acomodação dos riscos e incertezas que permeiam as decisões de tal natureza.

A primeira delas, a ser considerada nos planos de negócios e operacionalizada pelo regulador, é a denominada taxa de incentivo à eficiência, através da qual as receitas permitidas a serem auferidas serão ajustadas, para cima ou para baixo, de acordo com as despesas efetivamente incorridas durante o período regulatório, mediante uma análise *ex-post*<sup>183</sup>.

A segunda, os denominados *mecanismos de incertezas*, permitem mudanças nas receitas permitidas, para cima ou para baixo, no ínterim dos períodos regulatórios, de modo a que não necessitem os operadores ou o regulador aguardar até o período regulatório seguinte para endereçar mudanças substanciais na base tarifária.

É visionada, assim, uma única análise no meio do período regulatório (no quarto ano) para revisão de requerimentos de resultados que se mostre necessária para gerenciar mudanças incrementais que advenham<sup>184</sup>, podendo ser desencadeada, p. ex., por “mudanças em preços, volumes, resultados primários ou secundários”<sup>185</sup>, “não se esperando revisões em despesas passadas, premissas financeiras (*e.g.* componentes da receita permitida) ou arranjos de incentivo para custo-efetividade ou incentivos de resultados existentes”<sup>186</sup>.

Tal revisão, porém, será em bases excepcionais, assentando o OFGEM que os operadores devem suportar e gerenciar as incertezas que enfrentem<sup>187</sup>.

No que concerne aos custos, deverá ser demonstrado no plano de negócios, primeiramente, uma conexão direta entre as despesas e receitas e a entrega dos resultados

---

<sup>182</sup> *Idem*, p. 25

<sup>183</sup> Cf. explica o OFGEM (*idem*, p. 84), “se a taxa de incentivo à eficiência é fixada em 40 por cento, os investidores da companhia irão ganhar lucros de £40 por cada £100 que a companhia economizar durante o período de controle de preço e suportar £40 por cada £100 adicionais que gastarem. O restante será repassado aos consumidores através de maiores ou menores cobranças de rede. As taxas de incentivo à eficiência constituem divisão de riscos. Investidores e consumidores irão dividir os benefícios quando a companhia atingir resultados com menos custos que o visionado pelo Ofgem quando da realização do controle de preços. Simetricamente, investidores e consumidores dividirão custos adicionais se a companhia gastar mais dinheiro que o visionado”.

<sup>184</sup> *Idem*, p. 28

<sup>185</sup> *Idem*, p. 90. Para uma análise mais aprofundada dos mecanismos de correção de incertezas, v. tabela 5, p. 91-93, e tabela 6, p. 97-98.

<sup>186</sup> *Idem*, p. 28

<sup>187</sup> *Idem*, p. 96

esperados. As receitas permitidas, portanto, serão somente aquelas que eficientemente realizem os resultados primários (e secundários) arrolados.

Sendo assim, as companhias que entregarem os resultados esperados receberão ganhos acima da média, enquanto aquelas que malograrem nesta tarefa serão penalizadas<sup>188</sup>. Os ajustes de receitas poderão ser limitados pelo regulador *ex-ante* a um teto (v.g. incremento nos lucros de no máximo 40%, repassando o restante dos ganhos diretamente para os consumidores) ou a um piso (v.g. reduções de receitas máximas de 40%, a depender do risco de malogro financeiro das companhias), igual para todos os parâmetros de resultados ou específicos para cada resultado, a depender da importância que tenham na consecução das metas gerais do setor<sup>189</sup>.

E o controle das despesas que serão permitidas integrar a base tarifária dar-se-á mediante o esquema *building block*, conforme já vimos, mas com três substanciais diferenças.

Uma, a incorporação de incentivos para encorajar as companhias a realizarem resultados e *value for money* a longo prazo, mediante ajustes na base de receitas para refletir a performance da companhia e eventuais incertezas cujo gerenciamento se encontre impassível de ser realizado pelo operador.

Duas, os custos serão aprovados em sua dimensão integral, não especificadamente por OPEX e CAPEX, permitindo uma maior flexibilidade e poder de decisão dos agentes na implementação dos planos de negócios.

Três, não haverá mais um fator-X na fórmula tarifária, mas os incentivos à eficiência serão retidos com base nas receitas (v.g. a taxa de incentivo à eficiência) e outros elementos relacionados à entrega de resultados (v.g. possibilidade de ganhos percentuais adicionais com uma entrega mais eficiente que o parâmetro de resultados).

Nos planos de negócio deverão, ainda, ser realizadas considerações sobre os impactos de longo prazo de suas propostas, o que significa a obrigação de continuidade dos projetos e a realização de investimentos de retorno de longo ou longuíssimo prazo, e sobre o incremento de *value for money*, no sentido de alocar mais consciente e eficientemente recursos para tirar deles o maior proveito não só em termos econômicos como sustentáveis e sociais.

---

<sup>188</sup> Cf. o OFGEM, “se a operadora falhar em entregar os seus resultados primários, será penalizada de acordo com os arranjos de incentivo existentes. No entanto, na hipótese de a operadora persistentemente falhar em entregar um ou mais de um resultado primário, duas ferramentas podem ser utilizadas: nós podemos tomar ações de cumprimento cogente [*enforcement*] (...) ou no descumprimento da ordem para que atenda aos resultados regulatórios (e/ou se falhar em pagar uma penalidade), podemos utilizar os nossos poderes existente para revogar a licença da companhia” (*idem*, p. 81-82)

<sup>189</sup> *Idem*, p. 76

Finalmente, e esta é uma importante novidade do modelo RIIO por reconhecer a dinamização do mercado e as novas dimensões em termos de interrelacionamentos que as *smart grids* propiciarão, os operadores deverão considerar, quando planearem a sua estratégia de negócios, as suas interações com os demais agentes que atuam no mercado elétrico, no sentido de considerarem sejam as diferentes visões e interesses que possuem, sejam perspectivas de atuação conjunta com outros atores, inclusive empresas de telecomunicações, para adoção de soluções compartilhadas, cooperativas e compreensivas para o atingimento das metas da indústria elétrica.

Em síntese, portanto, o modelo RIIO tem a capacidade de fornecer incentivos à transformação e evolução da indústria em conformidade com os objetivos principais das políticas públicas desenvolvidas para o setor elétrico, potenciando um crescimento sustentável e inovador da indústria de longo prazo.

### **3.2. Tarifas customizadas**

Conforme vimos, os modelos tarifários em vigor aplicam fixa e uniformemente uma mesma tarifa para todos os consumidores<sup>190</sup> e não refletem os reais ônus impostos por cada usuário ao sistema, pois se calcam na média geral de custos incorridos pelo sistema (independentemente da forma de alocação ou análise posterior destes custos na formação da base tarifária).

Isto resulta em que (i) o efetivo ônus imposto ao sistema por cada consumidor não seja refletido em termos tarifários, contribuindo uns consumidores além dos custos que geram ao sistema e, outros, menos que o devido; (ii) as variações dos custos em períodos de pico e não pico deixem de ser repassadas aos consumidores, gerando sobreconsumo em momentos de pico e subconsumo em momentos de não pico, o que impõe que o sistema tenha capacidade para atender à máxima demanda, ficando ocioso nas demais ocasiões; (iii) quanto maior o consumo, maior a remuneração das operadoras – sobretudo geradoras, pondo em xeque o seu incentivo para desenvolver e incrementar tecnologias e programas voltados à eficiência energética; e (iv) o efetivo ônus imposto ao sistema por cada fonte geradora, mais ou menos afastada dos principais centros de consumo, em uma rede mais ou menos

---

<sup>190</sup> À exceção dos grandes consumidores e consumidores industriais de médio porte em alguns países (v.g. Espanha), que possuem há muito a capacidade de negociarem planos individualizados para o fornecimento da energia em grande escala de que necessitam.

saturada/congestionada, não seja traduzido nos preços de interconexão, o que poderá se revelar um fator complicador com o incremento da geração distribuída.

As *smart grids* permitem que este cenário ineficiente e iníquo transforme-se, passando a ser considerados os efetivos custos impostos por cada consumidor e gerador ao sistema, em cada localidade e período de tempo. Representam, assim, uma tendência – e, mesmo, a imperatividade – de os modelos tarifários se tornarem cada vez mais customizados, refletindo os padrões de consumo e necessidades energéticas de cada consumidor (ou *prosumer*) e os ônus que cada ligação à rede efetivamente impõe ao sistema.

### **3.2.1 Tarifas variáveis de acordo com a relação oferta/demanda**

Visando a uma resposta da demanda (*demand response*) mais acurada relativamente aos efetivos ônus que o consumo impõe ao sistema, sobretudo em períodos de pico e não pico, foram desenvolvidos modelos tarifários capazes de incentivar os usuários a reduzirem o consumo e adequarem os seus padrões de demanda aos sinais de preço enviados pelo sistema.

O primeiro deles é o do tempo de uso (*time-of-use*, TOU), em que variam as tarifas cobradas dos consumidores finais a partir de faixas de períodos pré-fixados. Diferentes tarifas podem ser aplicadas, então, para diferentes frações da semana (v.g. finais/dias de semana) ou do dia, que podem variar entre períodos de dia/noite, pico/não pico ou frações mais granularizadas.

*Exemplos de tarifas por tempo de uso* são aquelas que, em períodos da noite (v.g. das 22 às 6 horas), custam  $x$  KW/h e, em períodos do dia, em que o consumo é normalmente maior (v.g., das 6 às 22 horas), custam  $2x$  Kw/h, sendo possível que tais períodos sejam mais divididos, como a instituição de uma terceira tarifa ( $3x$  Kwh) para os horários de pico de consumo nas residências (v.g. das 6 às 10 horas e das 18 às 22 horas) e assim por diante.

Tal modelo tarifário, que já é, inclusive, aplicado em alguns países e independente de tecnologias inteligentes para as suas formas mais simples e menos fracionadas, induz, através da cobrança de preços mais altos nos períodos pré-definidos, uma redução do consumo nos períodos em que os ônus impostos ao sistema normalmente são maiores e um aumento do consumo nos períodos em que a energia é mais barata, *i.e.* que os ônus impostos ao sistema são menores.

Não obstante, embora possam prestar alguma contribuição para os programas de eficiência energética, as tarifas TOU não diferem substancialmente das formas tarifárias ora



em vigor e não são bastantes a emitir reais sinais de preço aos consumidores e fazer com que o preço pago pela energia elétrica reflita os efetivos ônus causados ao sistema em cada momento do dia, porquanto tais tarifas são pré-fixadas e pautadas em médias de custos incorridos durante as diferentes horas do dia ou períodos de pico de consumo.

Ademais, malgrado sejam eficazes para reduzir o consumo nos horários de energia mais cara, não têm o potencial de incentivar uma redução efetiva do volume total consumido, podendo ser o caso de os consumidores simplesmente adaptarem os seus padrões de consumo mediante a simples transferência dos mesmos volumes de energia gasta para os períodos que sejam mais baratos.

Outro modelo tarifário que adota lógica análoga, podendo, inclusive, vir conjugado com tarifas TOU, é o da variável dos períodos de pico ou períodos críticos (PTP – *peak time pricing* – ou CTP – *critical time pricing*), que pode referir-se aos períodos críticos do dia, da semana, do mês ou da estação do ano em que a demanda por energia elétrica atinge níveis altíssimos.

Segundo FARUQUI *et al.* (2009, p. 3), as tarifas CPP e TOU podem ser aplicadas em camadas, aplicando-se ao topo da TOU uma tarifa CPP no sentido de que, p. ex., “os consumidores paguem uma tarifa crítica durante as horas de pico durante os poucos dias do verão em que os preços grossitas estão em seu auge”.

Em sua formatação mais sofisticada, as tarifas CPP são balizadas por médias de consumo calculadas com base em períodos anteriores (v.g. nos últimos 5 anos, as horas ou dias do ano com maior consumo), mas são identificadas na prática com um dia de antecedência<sup>191-192</sup>, a partir do balanceamento geral realizado pelo operador do sistema entre demanda e oferta, devendo ser informado com antecedência de vinte e quatro horas aos consumidores o dia/horas em que as tarifas de “super pico” serão aplicadas<sup>193</sup>.

Tal como as TOU e pelos motivos já explanados, as CPP têm um potencial reduzido de resolver os problemas estruturais de tarifação no que tange à relação oferta/demanda; não obstante, comparativamente às TOU, as CPP, por calcarem-se no balanceamento realizado no dia anterior pelo operador do sistema, têm a vantagem de melhor refletirem os preços do mercado grossita e, assim, repassarem os reais custos incorridos por geradores e transportadores em momentos do ano em que a demanda atinge os seus níveis mais altos.

---

<sup>191</sup> FARUQUI; PALMER (2011)

<sup>192</sup> Balizando-se a partir da experiência no Estado da Califórnia, USA, FARUQUI *et al.* (2009, p. 4) lecionam que “a tarifa *critical-peak* é despachada durante os 15 dias críticos do verão, quando os preços do mercado são antecipados como estando em seu auge”

<sup>193</sup> OECD (2011, p. 14)

A verdadeira evolução tarifária do sistema elétrico, porém, reside nas tarifas de tempo real (*real-time pricing* – RTP), que se mostram possíveis a partir do desenvolvimento de tecnologias *smart grid* que permitem monitorar continuamente toda a extensão do sistema para verificar os efetivos níveis e preços de oferta, volumes transportados e volumes demandados e consumidos em *tempo real*, potenciando que o balanceamento entre demanda e oferta seja realizado com periodicidade de minutos e, por conseguinte, que os preços cobrados dos consumidores reflitam as efetivas condições e custos do sistema.

O modelo RTP é, portanto, uma forma de *tarifação dinâmica*, segundo a qual o valor da tarifa varia de acordo com os preços subjacentes do mercado *spot* de energia no momento do consumo, com periodicidades previamente fixadas pelo regulador (v.g. de 1 em 1, 5 em 5 minutos).

A tarifação dinâmica permite, então, tratar a geração simetricamente à demanda, refletindo no valor a ser pago pelos usuários os preços-padrão que são efetivamente pagos aos geradores com base nas negociações de compra e venda de energia que têm lugar no mercado elétrico<sup>194</sup>.

Sendo assim, as tarifas a serem pagas pelos consumidores não se encontram pré-fixadas ou atreladas a determinados períodos pré-determinados cuja média de consumo é maior ou menor, mas flutuam de acordo com os efetivos custos incorridos pelo mercado a montante (geração, sobretudo, e transmissão e distribuição) em cada momento para oferta de energia elétrica no mercado a jusante.

Este modelo, com base nos sinais de preço em tempo real emitidos pelo sistema e nos sinais da demanda emitidos pelos consumidores, cujos dados e informações são congregados nos *smart meters* e *IHDs* e transmitidos pelo fluxo bi-direcional das redes inteligentes, permite uma efetiva resposta por parte da demanda à disponibilidade da oferta, o que tem o condão de (i) reduzir substancialmente a demanda<sup>195</sup> e adaptá-la às necessidades do sistema, tornando-se as ações dos consumidores uma importante parte do gerenciamento global do sistema; (ii) reduzir os custos associados à construção de infraestruturas, como novas plantas geradoras, novas linhas de transmissão, etc., e reforço das infraestruturas já existentes para

---

<sup>194</sup> Cf. Prof. Frank Wolak (OECD, 2011, p. 214)

<sup>195</sup> OECD (2011, p. 47): “Faruqi e Sergici (2009) examinaram 15 recentes experimentos de tarifação dinâmica de energia, concluindo que os agregados familiares respondem a preços mais altos diminuindo o uso. A magnitude da resposta depende de fatores como se existe um ar-condicionado central em uma residência ou se os termostatos podem ser controlados remotamente. Tarifas por tempo de uso induzem uma queda no consumo em períodos de pico em 3-6%, tarifas de preços críticos de pico induzem uma queda de consumo em horários de pico em 13-20% e a presença de tecnologias inteligentes, como termostatos inteligentes, é associada a um declínio da demanda crítica de pico de 27-44%”

fazer frente aos picos da demanda; (iii) tornar mais elástica a demanda e reduzir os preços do mercado grossista e retalhista, que deverão passar a ser efetivamente competitivos a partir da incidência de uma concreta lógica de mercado no sistema elétrico; e (iv) alterar a postura passiva dos consumidores para uma postura ativa, inclusive para incentivar o armazenamento de energia a partir de baterias como as dos carros elétricos e a auto e microprodução de energia para fazer frente aos momentos de pico da demanda em que, naturalmente, os preços se encontram mais altos.

A despeito disso, a RTP, ao mesmo tempo em que viabiliza aos consumidores recompensarem-se substancialmente pela mudança em seus padrões de consumo e por suas contribuições à eficiência e estabilidade geral do sistema, transfere substanciais riscos de variações nos preços da energia para os usuários<sup>196</sup>, dependendo o seu sucesso da possibilidade de autonomização das *smart appliances* para responderem automaticamente aos sinais de preço (entrando em ou suspendendo a operação quando o valor da tarifa atingir um determinado patamar pré-programado) e, especialmente, de um processo compreensivo e efetivo de educação e informação dos consumidores a fim de que possam balizar adequadamente as suas escolhas de consumo.

Neste particular, nota-se que os resultados positivos ou negativos dos inúmeros projetos-piloto adotados nos Estados Unidos e na Europa que aplicaram formas de tarifação dinâmica correspondem diretamente aos maiores ou menores esforços implementados pelos operadores para conferir aos consumidores bases apropriadas para realização de escolhas informadas<sup>197</sup>.

Aliás, um das evidências mais proveitosas retiradas de projetos-piloto reside em que as experiências mais bem desempenhadas pautavam-se em um sistema de “menu tarifário”, viabilizando escolhas quanto a diferentes tipos de tarifas a serem experimentadas pelos consumidores, o que vai ao encontro da tendência proporcionada pelas *smart grids* que os consumidores tenham uma postura cada vez mais ativa e escolham os formatos tarifários que melhor se adéquem aos seus respectivos padrões de consumo.

O advento dos *smart meters* permite também aos consumidores optarem por sistemas pré-pagos de energia elétrica, os quais, embora venham causando inúmeros questionamentos

---

<sup>196</sup> Daí ter concluído a OFGEM (2011b, 6.11) que, no momento, as formas tarifárias dinâmicas, por transferirem consideráveis riscos aos consumidores, são menos prováveis de serem adotadas nos mercados domésticos britânicos.

<sup>197</sup> Para a exemplificação em sede de projetos-piloto, v. Anexo II. Para um estudo dos principais projetos-piloto nos Estados Unidos e seus respectivos resultados, U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (2011). Para a problematização dos impactos que modelos tarifários dinâmicos podem gerar aos consumidores, FERREY (2012), e sobre a desmistificação dos anunciados problemas, FARUQUI e PALMER (2011)

sobre os direitos de imediata suspensão da energia da parte do operador<sup>198</sup>, têm tido larga entrada no mercado e resposta surpreendentemente positiva da parte dos consumidores<sup>199</sup>.

Desse modo, o ambiente regulatório-tarifário, com as *smart grids*, encaminha-se para uma diversificação das formas de cobrança a partir dos diferentes tipos e padrões de consumidores, sendo certo que as maiores potencialidades das redes inteligentes somente serão exploradas a partir de um sistema tarifário dinâmico, o que demanda o desenvolvimento de programas de incentivo e gradual informação dos consumidores, por parte dos reguladores e da indústria, visando a que sejam progressivamente implementados programas mais ambiciosos de resposta da demanda mediante RTP, inclusive conjugados com a incorporação de fontes de geração distribuída.

### 3.2.2. Tarifas locacionais

Uma segunda frente em que as redes inteligentes modificarão em definitivo os esquemas tarifários hoje em vigor será no âmbito dos *preços de acesso às redes de distribuição por fontes de geração distribuída*.

Atualmente, há duas principais categorias de preços regulados cobrados no âmbito da distribuição, que formam a remuneração do operador da última milha: preços de conexão e preços de uso do sistema (*use-of-system*, UoS)<sup>200</sup>, sendo certo que, conforme expõem COSSANT *et al.* (2009a, p. 1147), “um correto desenho de preços UoS e de conexão é uma questão-chave para garantir o equânime e não-discriminatório acesso às redes. Logo, é um dos principais requerimentos para um aumento da proporção de DG [geração distribuída] a nível europeu”.

Os preços de conexão, pagos uma única vez ao transportador, refletem custos incorridos pelo operador da rede para realizar a conexão, podendo ser de três principais tipos<sup>201</sup>: (i) profundos (*deep*), (ii) rasos (*shallow*) ou (iii) mistos (*shallowish*).

Os preços de conexão profundos tomam por base todos os custos incididos pelo operador para integração de uma nova fonte geradora à rede, englobando, de um lado, os custos para extensão da linha do ponto mais próximo de conexão à rede até a fonte geradora e

---

<sup>198</sup> A OFGEM (2010a) já permite que *smart meters* operem sob pré-pagamento, salientando que a possibilidade de utilizá-los dependerá das características dos consumidores e que deverão os operadores obedecerem às regras e códigos de conduta quanto ao tempo e modo de interrupção do fornecimento.

<sup>199</sup> A inovação foi testada no projeto SRP Smart Grid Project, no Arizona (v. Anexo III), com uma aprovação de 88% do total de consumidores (ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2011, p. 50-51).

<sup>200</sup> SCHEEPERS *et al.* (2005, p. 30).

<sup>201</sup> DONKELAAR; SCHEEPERS (2004) e COSSANT *et al.* (2009b)

os equipamentos necessários para conectar a linha ao restante da rede, e, de outro lado, todos os custos atinentes a ajustes, reforços e atualizações da rede que se tornam necessários para alocar a nova fonte geradora no sistema<sup>202</sup>. Tais preços abarcam os custos incorridos tanto a nível da transmissão (sobretudo os custos de reforço das linhas para aumentar a sua capacidade), como a nível da distribuição, ficando o gerador encarregado de recompensar o operador por todas as despesas incorridas.

Os preços rasos, por sua vez, refletem somente os custos para extensão da linha e respectivos equipamentos de conexão, deixando os demais custos (de ajustes, reforços e atualizações da rede) de integrar o preço a ser pago pelo gerador e passando a ser recuperados pelo operador a partir das tarifas de uso da rede, *i.e.* são socializados mediante pagamento por todos os usuários<sup>203</sup>.

Os tipos mistos incluem os custos diretos de conexão e os custos incorridos para reforços da linha na seara da distribuição, “mas apenas na proporção do uso desta”<sup>204</sup>, *i.e.* eventuais ajustes, reforços ou atualizações que superem a capacidade acrescida demandada pela nova fonte geradora serão socializados, ao invés de pagos diretamente pelo gerador.

Cada um destes sistemas possui prós e contras, sendo adotados um ou outro modelo pelas diversas jurisdições<sup>205</sup> de acordo com as peculiaridades de seus mercados internos. À luz da incorporação de novas fontes de geração distribuída ao sistema viabilizada pelas *smart grids*, porém, os preços de conexão rasos são os que se apresentam mais eficientes e adequados, devendo vir acompanhados de sinais de preço locais que reflitam os efetivos impactos gerados ao sistema pela multiplicação de fontes diretamente ligadas à distribuição.

O problema dos preços profundos é de que, como é intuitivo, são mais altos e usualmente mais incertos que os dois outros modelos, porquanto os custos atinentes a ajustes, reforços e atualizações da rede são altamente específicos no que tange ao local de instalação, à capacidade e ao modo de operação de cada fonte geradora, não podendo, ser, assim, estandardizados, operando numa base de caso-a-caso.

Se, por um lado, a individualização destes custos é altamente benéfica, refletindo os reais ônus impostos pela geradora ao sistema, por outro lado as metodologias empregadas para calculá-los são normalmente pouco transparentes, gerando incertezas aos novos

---

<sup>202</sup> DONKELAAR; SCHEEPERS (2004, p. 74)

<sup>203</sup> *Idem*, p. 73.

<sup>204</sup> COSENT *et al.* (2009b, p. 449).

<sup>205</sup> Cf. COSENT *et al.* (2009a), “a maioria dos EU-15 Estados-membros implementou preços de conexão rasos. No UK, um sistema híbrido (misto) foi implementado”. Para um panorama sobre as condições de acesso nestes diferentes Estados, p. 1148.

geradores e, em se tratando de micro, pequenos e médios geradores que constituem a base da geração distribuída, potenciando um exercício abusivo do poder de mercado da parte dos operadores face a alta assimetria técnica e informacional que hoje caracteriza esta relação. Igualmente, os cálculos proporcionais inerentes aos preços mistos podem gerar a mesma ordem de problemas, embora possam ser mais facilmente realizados.

Porque os custos rasos podem ser facilmente estandardizados com base em parâmetros objetivos (v.g. o preço por metro de linha utilizada para conexão)<sup>206</sup>, o sopesamento dos custos e benefícios para instalação de fontes de geração distribuída torna-se mais simples e menos sujeito a incertezas, facilitando a entrada no mercado de consumidores que desejem ser também produtores de energia elétrica.

E, uma vez que os benefícios da geração distribuída (sustentabilidade ambiental, segurança no abastecimento e eficiência energética) serão refletidos em e auferidos por toda a sociedade, denota-se a retidão em socializarem-se os custos incorridos com ajustes, reforços e atualizações da rede de distribuição e, se for o caso, de transmissão, através dos preços UoS.

Os preços UoS correspondem ao volume de energia por kW/h ou simplesmente por kW transportado na rede, podendo ser cobrados tanto dos consumidores – como é regra –, quanto dos geradores. Tais preços refletem usualmente os custos incorridos para prover os serviços de operação da rede (transporte e gestão da rede) e os patamares de ganhos (geralmente fixados por regimes *price cap* ou *revenue cap*) permitidos ao distribuidor. Ademais, quando os preços de conexão não são profundos, é através da UoS que dá a socialização dos custos de ajustes, reforços e atualizações da rede correspondentes à entrada no sistema de uma nova fonte geradora.

Porém, como estes repasses à tarifa paga pelos consumidores e os custos incorridos na operação, manutenção, reforço e atualização da rede dependem de prévia aprovação regulatória, os distribuidores não possuem, pela modelagem de preços atual, incentivos para integrar um número cada vez maior de geração distribuída à rede.

Torna-se necessário, então, para o regular desenvolvimento das potencialidades das *smart grids*, nomeadamente em matéria de geração distribuída, não só atrelar a recuperação dos custos de capital e operação incididos pelo distribuidor a indicadores de performance e resultado, na esteira do que vimos acima, como retratar nas tarifas pagas pelos consumidores finais os efetivos custos, sopesados com os respectivos benefícios, que os diferentes tipos de conexão, da parte da demanda e da oferta, impõem ao sistema.

---

<sup>206</sup> DONKELAAR; SCHEEPERS (2004, p. 73)

Para tanto, a implementação de tarifas locacionais, a serem cobradas preferencialmente dos geradores distribuídos a partir das UoS, pode ser uma eficiente solução.

A lógica que lastreia o modelo de tarifas locacionais é a de “cada tipo diferente de geração distribuída tem as suas próprias características comerciais e técnicas”<sup>207</sup> (v.g. fontes intermitentes de energia demandam um maior reforço das linhas e maiores esforços de gerenciamento do que fontes não-intermitentes), além de que o número total de geradores e a sua localização (v.g. uma massiva entrada de geradores, bem como conexões em áreas urbanas ou rurais podem implicar em maiores ônus de gestão e em maiores alocações em resiliência do sistema) ensejam diferentes custos para majoração da capacidade e resiliência da rede e gestão por parte do distribuidor.

Sendo assim, as diferentes características das fontes interligadas à rede de distribuição devem ser compensadas, valendo ressaltar que, malgrado os preços de conexão profundos tomem em consideração algumas das particularidades de custos que cada fonte geradora impõe à rede, para além dos ônus de tal modelo já arrolados acima, acrescentamos que tal modelo tarifário não se afigura adequado para endereçar os problemas advindos da geração distribuída por tratá-los sob uma ótica individualizada, *i.e.* por considerar apenas o impacto que aquele único novo fornecedor trará à rede, ao invés de visionar os impactos que a conexão agregada de diversos geradores trará para o sistema como um todo.

As tarifas locacionais, então, permitem aplicar uma visão holística do sistema, impondo ao distribuidor que proceda a planeamentos e gestões à luz do sistema, não apenas da conexão de cada gerador distribuído à rede.

Este modelo tarifário, basicamente, “reflete as diferenças de localização de tornar uma infraestrutura disponível para demanda e geração. Uma abordagem por zona de diferenciação em preços de energia ou de conexão iria, por exemplo, ter menores preços para geração e demanda em regiões remotas, o que iria atrair uma demanda futura. Em contraste, os preços em regiões densamente povoadas com demanda concentrada seriam mais altos para atrair geração adicional. Sinais mais específicos podem ser atingidos mediante refinação destas zonas para ramos ou até nós. O desafio é avaliar as condições atuais do sistema em uma localização específica”<sup>208</sup>.

Na medida em que determinadas zonas já se encontram saturadas, os custos impostos ao distribuidor para gestão e reforço de capacidade da rede serão, evidentemente, maiores, o que, através de uma tarifa locacional, poderá ser refletido no preço a ser pago pelos geradores

---

<sup>207</sup> COSENT *et al.* (2009b, p. 447)

<sup>208</sup> BRANDSTÄTT *et al.* (2012, p. 320)

distribuídos, fornecendo-lhes sinais econômicos acerca das reais condições do sistema. Não obstante, o preço da energia fornecida pelo gerador ao sistema poderia, igualmente, ser mais elevado, devido à alta demanda, permitindo-lhe recuperar os maiores custos incorridos na utilização da rede.

Do mesmo modo, em zonas menos congestionadas e mais livres para conexão de geração distribuída, os preços reduziriam, atraindo investimentos e subsequentemente demanda, contribuindo para um desenvolvimento mais sustentável e harmônico da rede elétrica.

As tarifas locais, à vista disso, além de fornecerem sinais de preços economicamente eficientes aos geradores distribuídos, prestam-se também à concretização de políticas públicas e direcionamento do investimento voltado aos interesses do sistema.

De fato, a formatação de tais preços sob este modelo pode servir ao distinto propósito de planeamento do setor elétrico, sendo dado ao regulador utilizar-se dos diferentes preços aplicados aos diferentes locais para incentivar ou desincentivar a instalação de fontes geradoras em determinadas zonas com relação, p. ex., aos níveis de congestionamento e de crescimento ou saturação da demanda, coordenando as condutas dos agentes econômicos e permitindo o desenvolvimento técnico e comercialmente eficiente das redes elétricas.

Uma forma mais sofisticada deste modelo pode – e é recomendado que evolua neste sentido – abarcar, além de diferenciações em termos de localização, variações concernentes aos níveis de voltagem (v.g. incentivos para conexão em níveis de baixa e média tensão), tempo do uso (v.g. em momentos de alta de demanda, em que o preço da energia é mais caro, os geradores serão mais recompensados no valor da energia ofertada, mas imporão maiores custos ao sistema, a serem refletidos nos respectivos preços), qualidade dos serviços (v.g. quanto mais constante e estável a injeção de energia no sistema e menores falhas entre os volumes de energia injetados e contratados/permitidos) e assim por diante<sup>209</sup>.

Apesar de não se ter conhecimento da aplicação de tarifas locais nos moldes acima descritos em quaisquer jurisdições no âmbito da distribuição<sup>210</sup> e, conseqüentemente, não se poder mensurar a eficácia e os reais impactos que tal modelo têm o condão de gerar, podemos concluir que, idealmente, é uma formatação tarifária capaz de incentivar e organizar positivamente o desenrolar da geração distribuída, dando azo a uma implementação estruturada e responsável das redes inteligentes.

---

<sup>209</sup> COSENT *et al.* (2009a, p. 1152)

<sup>210</sup> BRANDSTÄTT *et al.* (2012, p. 326)



Em sistemas de preços regulados, portanto, tal modelo é uma forma eficiente de inserir lógicas de mercado em um sistema que estará cada vez mais aberto à competição, consubstanciando um degrau capaz de potencializar que, no futuro, tal mercado possa se dar em um ambiente de contratação mais livre, em que distribuidores, consumidores e geradores distribuídos possam negociar e customizar as tarifas aplicadas de acordo com as suas necessidades e padrões específicos.

### **3.3. Livre negociação dos preços de acesso à rede**

As redes inteligentes propiciarão a dinamização do mercado e o incremento da concorrência, majorando consideravelmente o número de atores que passarão a interagir no mercado elétrico, criando e diversificando serviços e, conseqüentemente, ampliando as demandas de acesso à rede elétrica, seja na transmissão, seja principalmente na distribuição.

Com este novo cenário, as bases sobre as quais se estrutura o acesso à rede deverão ser revistas para absorver o crescimento da demanda de interconexão, a complexificação do mercado e, destacadamente, as novas variáveis a serem acrescentadas à formação dos preços, que não mais poderão depender apenas dos custos decorrentes de interconexão, mas igualmente dos serviços acrescentados que são possíveis, e mesmo mandatórios, aos operadores das redes prestar por intermédio de um sistema inteligente<sup>211</sup>.

Isto, somado ao direcionamento do mercado elétrico a uma competição a nível internacional<sup>212</sup>, impõe que a precificação e as condições de acesso às redes de energia elétrica sejam repensadas para fomentar e evoluir concomitantemente com o crescimento e a dinamização do ambiente regulado.

Para além dos mecanismos para mimetizar e inserir lógicas mercadológicas nas tarifas reguladas, vistos *supra*, uma opção pode ser conferir aos agentes liberdade para negociarem e fixarem os preços e condições de acesso bilateral ou multilateralmente, desregulamentando-os.

Nesse caso, incumbiria às partes, não ao regulador, chegar ao preço final de interconexão, viabilizando que diferentes preços sejam ofertados relativamente às diferentes demandas que existem no mercado.

---

<sup>211</sup> Para um exemplo de análise das variáveis que hoje e, em futuro próximo, orbitarão os preços de acesso às linhas de transporte, v. nº 6 do Anexo V do Regulamento EU nº 347/2013.

<sup>212</sup> v. SOLÉ MARTÍN (2008, p. 273-290)

Sob um esquema tal, ao operador da rede pode incumbir, a depender do volume da demanda, simplesmente iniciar diretamente com os respectivos interessados negociações para barganha de preços e condições do contrato, preenchendo a capacidade existente com as interconexões que melhor proveito ofertarão a si e ao sistema<sup>213</sup>, ou publicizar mediante oferta pública as condições da rede, capacidade excedente e requisitos técnicos (previamente estipulados pelo regulador) para realização da ligação e leiloar<sup>214</sup> a sua capacidade para aqueles que ofertarem os melhores lances.

Uma aplicação ainda mais liberal do modelo consiste nas denominadas *merchant lines*, as quais, segundo elucidam PÉREZ ARRIAGA *et al.* (2008, p. 162), repousam em “tentativas de permitir que a atividade de transporte de desenvolva, em determinados casos, como um negócio normal em concorrência. As chamadas merchant lines são construídas pela iniciativa privada e vendem sua capacidade no mercado *spot* ou mediante contratos de mais largo prazo à melhor oferta. Uma dificuldade em geral com esse método é que somente são viáveis economicamente aquelas linhas que não eliminem ou reduzam significativamente o congestionamento previamente existe pois, uma vez este desapareça, as rendas de congestão – e, portanto, a oportunidade de negócio – também desaparecerão. Estas linhas têm sido associadas a projetos de geração, de forma que permitam que a energia barata de determinados geradores aceda a mercados com preços mais altos ou a interconexões de sistemas isolados entre si, como é, por exemplo, o caso da Austrália”<sup>215</sup>.

Assim, tal como a precificação dinâmica ao consumidor final de energia é recomendada para majoração da eficiência e incremento da concorrência em virtude de refletir os reais custos incorridos pelos operadores em cada momento do dia, uma oferta no mercado do preço de acesso e interconexão às redes que espelhe as suas reais condições (sobretudo em matéria de congestionamento) pode se afigurar compatível com o mercado

---

<sup>213</sup> A normativa do gás natural em Portugal já prevê, no Decreto -Lei n.º 140/2006, com redação do Decreto-Lei n.º 231/2012, que “a exploração da RNTIAT e da RNDGN compreende as seguintes concessões e licenças como direito das concessionárias: (...) b) Concessões de armazenamento subterrâneo de gás natural em regime de acesso regulado e em regime de acesso negociado de terceiros “ (art. 5º, nº 4), como direito das concessionárias “d) Receber dos utilizadores das respetivas infraestruturas, pela utilização destas e pela prestação dos serviços inerentes, uma retribuição por aplicação de tarifas e preços regulados definidos no regulamento tarifário, ou, no caso das concessionárias de armazenamento subterrâneo em regime de acesso negociado de terceiros, uma retribuição resultante do preço negociado livremente e de boa -fé entre a concessionária e o utilizador (...); j) No caso das concessionárias de armazenamento subterrâneo de gás natural em regime de acesso negociado de terceiros, negociar livremente e de boa -fé as condições, prazos e preços de acesso às suas infraestruturas” (art. 8º, nº 1).

<sup>214</sup> Para uma descrição dos sistemas de leilões explícitos, implícitos ou redespachados, v. DURBAN ROMERO (2008, p. 279-282)

<sup>215</sup> Referência deve ser feita à possibilidade aberta pelo regulador britânico no modelo RIIO para que projetos em linhas de transporte sejam outorgados a terceiros que não o incumbente tradicional, podendo ser o caso de, em um futuro próximo, o mercado britânico evoluir para um modelo tal.

elétrico do futuro. E, com o crescimento da capacidade de geração e a saturação de grande parte das linhas já existentes, a construção de novas linhas de transporte, em transmissão ou distribuição, pode vir a ser uma boa oportunidade de negócio para iniciativa privada.

A vantagem desses formatos desregulamentados é promover uma maior racionalização do mercado, alocando mais eficientemente os recursos e bens disponíveis.

Já elucidamos (I.1.1.1) que as redes são bens escassos, sujeitos a congestionamentos e impassíveis de serem expandidas *ad infinitum*. Logo, a concessão de acesso encontra-se sujeita não só a restrições técnicas, como de capacidade, não podendo se dar irrestritamente a todos os interessados.

No sistema de preços de acesso regulados, este é calculado sob bases *standardizadas* – *i.e.* previamente definidas em regulamento – e, como regra, direcionado ao ressarcimento de custos<sup>216</sup>, afigurando-se como uma constante impassível de refletir as condições do mercado no tempo.

O regulador, então, estabelece o direito e a ordem de acesso a partir de parâmetros não diretamente econômicos, que dizem com valores outros do ordenamento como a igualdade (*first come, first served*), a sustentabilidade ambiental (prioridade a fontes renováveis), o incentivo a novas áreas ou entrada de determinados atores (obrigatoriedade de acesso às fontes de geração distribuída) etc.

Liberalizados os preços – e as condições – de acesso, passam estes a ser uma variável diretamente influente na ordenação dos interessados, incidindo aí uma lógica mercadológica bastante simples: aqueles que melhor proveito (leia-se, maiores lucros) esperam auferir do bem escasso, maior valor atribuirão a ele e, conseqüentemente, maiores preços estarão dispostos a pagar.

Majora-se, assim, de um lado, a utilidade do bem e, de outro lado, a economicidade dos processos produtivos, sendo certo que quanto maiores forem os preços de acesso pagos por um entrante, mais eficiente deverá ser para chegar a um preço final capaz de concorrer com a oferta dos demais operadores.

Em termos econômicos, a liberalização dos preços e das condições de acesso pode ser sobremaneira positiva, viabilizando, igualmente, uma maior atenção às (cada vez mais diversas) peculiaridades dos entrantes, de modo que cada agente econômico possa formatar flexivelmente – customizar – contratos e condições de acesso de acordo com suas capacidades, necessidades e anseios.

---

<sup>216</sup> v. SIRAGUSA; BERETTA (1999)

Os benefícios de um sistema competitivo são há muito propugnados<sup>217</sup>, afigurando-se a concorrência e a economia de mercado como valores hoje perseguidos pelos principais países ocidentais<sup>218</sup>, sobretudo por dotarem os consumidores de reais possibilidades de escolha e fazerem os sistemas econômicos funcionarem mais eficientemente.

Não é de se olvidar, igualmente, as potenciais maiores inversões na atualização, expansão e melhoria de qualidade das redes em decorrência das pressões competitivas do mercado (quanto melhor a rede, mais se estará disposto a pagar por utilizá-la) e das receitas acrescidas que poderão ser absorvidas pelos operadores/proprietários das redes em razão da liberação dos preços.

No entanto, evidentemente, a mudança de um sistema de preços regulados para um sistema de preços livremente negociados, sujeitos às regras da concorrência e do mercado (principalmente em sede de mercado *spot*), só é factível e desejável em *mercados maduros e bem estruturados*, que já possuam um nível de concorrência aceitável (*level playing field*), quer dizer, em que haja já operadores com suficiente poder de mercado para barganhar condições e preços justos e razoáveis de acesso e operadores devidamente desintegrados verticalmente que não possuam incentivos para discriminar e prejudicar os novos entrantes para o seu próprio proveito (ou o proveito de sua subsidiária ou companhia coligada).

Ora, a *ratio* da regulação econômica consiste, precisamente, no fato de o objeto da regulação – no caso, a rede – ser dotado de características especiais (monopólio natural, grave assimetria entre incumbente e entrantes, desverticalização incompleta ou insuficiente etc.) que o exercício livre de sua exploração resulta em danos aos competidores e aos consumidores. Volta-se, portanto, a construir artificialmente mercado onde as suas forças naturais não permitem o equilíbrio, operando como *degrau de acesso*<sup>219</sup> aos novos entrantes e *contraponto* ao poder de mercado do incumbente.

Dessa forma, somente quando o mercado mostra-se capaz de se auto-regular (de “andar com as próprias pernas”) – e isso só é possível através do incremento e bom

---

<sup>217</sup> GEROSKI (2004, p. 2-3) assinala que “a concorrência é um processo de rivalidade entre firmas, cada uma buscando ganhar consumidores. A rivalidade pode ocorrer em inúmeras formas – algumas firmas compete em preços, outras focam em desenvolver a qualidade de produtos ou serviços existentes, enquanto há ainda outras que utilizam habilidades empreendedoras e de pesquisa para desenvolver novos produtos e serviços. Quando a competição é vigorosa, essa rivalidade assegura que nenhuma parte do Mercado permaneça inexplorada, nenhum aspecto a oferecer pelos produtores aos consumidores permaneça sem teste. As consequências disso são que os preços irão ser tipicamente fixados para baixo, em um eficiente nível de custos, a diversidade de oferta de produtos no mercado corresponderão às heterogêneas necessidades e gostos dos consumidores, e o percentual de inovação será maior”.

<sup>218</sup> “Dentre os países da OECD, a concorrência é agora amplamente aceita como o melhor mecanismo existente para maximizar as coisas que uma pessoa pode demandar de um sistema econômico na maioria das circunstâncias” (CRAMPTON, 2003, p. 3)

<sup>219</sup> FRISON-ROCHE (2005, p. 199).

funcionamento da concorrência, para o que as redes inteligentes têm grande potencial de contribuir –, a liberalização dos preços de acesso mostra-se uma opção idônea e compatível com os interesses públicos que lastreiam o setor.

Isto não significa, frise-se, que situações intermédias, provedoras de certas garantias em cenários transitórios<sup>220</sup>, não possam ser adotadas, tampouco que a liberdade de negociação entre entrantes e incumbente afaste integralmente o poder ordenatório e conformador estatal<sup>221</sup>.

É possível – e mesmo desejável, sobretudo subsequentemente à desregulamentação, como medida de adaptação do regulador e dos próprios agentes do mercado – que a liberalização tarifária seja combinada com uma atuação *coordenadora* e/ou *subsidiária* da agência reguladora.

Ao regulador pode ser dada a missão, nesses cenários, de expedir diretrizes gerais, ainda que não vinculantes, para guiar e nortear os processos de negociação e contratualização levados a efeito pelos agentes privados, formulando, de preferência com a participação ativa da indústria, códigos de boas práticas e parâmetros gerais para as condições de acesso à rede e formação dos respectivos preços, e coordenando, sem restringir ou impor condutas, a atuação dos atores do mercado.

É cabível, ainda, a previsão de uma intervenção subsidiária da autoridade reguladora nas relações jurídicas privadas (entre entrante e incumbente) quando, das negociações livremente levadas a efeito pelas partes, não resultar acordo quanto às condições e/ou aos preços de acesso.

Nesta hipótese, operaria o regulador como árbitro, averiguando as razões que ensejaram o malogro das negociações – e, se for o caso, procedendo à fiscalização e sancionamento do incumbente por infração à obrigação de acesso transparente e não discriminatório à rede – e analisando casuisticamente as justas e razoáveis condições e preços

---

<sup>220</sup> A inserção gradual de lógicas mercadológicas nas tarifas reguladas – segundo proposto nos subtópicos *supra* – parece-nos um importante caminho a ser percorrido para o amadurecimento dos agentes regulados e do mercado, promovendo uma sólida mudança de perspectivas e culturas empresariais voltadas ao respeito e desenvolvimento de ambientes concorrenciais aceitáveis.

<sup>221</sup> O artigo 37º, 6, da Diretiva 2009/72/CE, p. ex., é claro ao dispor que “As entidades reguladoras são responsáveis por fixar ou aprovar, com a antecedência devida em relação à sua entrada em vigor, pelo menos as metodologias a utilizar para calcular ou estabelecer os termos e condições de: a) Ligação e acesso às redes nacionais, incluindo as tarifas de transporte e distribuição ou os respectivos métodos. Essas tarifas ou métodos devem permitir que sejam realizados os investimentos necessários de molde a garantir a viabilidade das redes; b) Prestação de serviços de compensação, que devem realizar-se da forma mais económica possível e proporcionar incentivos adequados aos utilizadores da rede, de molde a garantir um equilíbrio entre o seu contributo e o seu consumo. Os serviços de compensação devem ser equitativos, não discriminatórios e basear-se em critérios objectivos; e c) Acesso a infra-estruturas transfronteiriças, incluindo os procedimentos de atribuição de capacidade e gestão dos congestionamentos”

de acesso, de acordo com as peculiaridades das partes e da conexão em concreto, e determinando, sendo esta a solução devida, a celebração do contrato de compartilhamento de infraestrutura nos termos arbitrados<sup>222</sup>.

Tais atuações regulatórias serviriam, portanto, como garantias mínimas de controle da posição dominante e do poder de mercado do incumbente e de bom funcionamento do mercado concorrencial enquanto houvesse ainda distúrbios e desequilíbrios entre os agentes contratantes, podendo vir a ser suprimidas à medida que as forças do mercado se mostrarem capazes de auto-regular equilibradamente estas situações e relações jurídicas.

A supressão da regulação econômica, *ex ante*, no entanto, deverá ser sempre acompanhada de um reforço da regulação *ex post* da concorrência<sup>223</sup>, hipótese em que a fiscalização e o controle de eventuais condutas ilícitas do incumbente competiriam às autoridades de defesa da concorrência, à luz das regras *antitruste* relativas ao abuso de posição dominante<sup>224</sup>, bem como da regulação do mercado em que serão negociados estes preços e contratos.

Logo, ainda no caso da completa liberalização dos preços e condições de acesso às redes elétricas, a lógica do *laissez-faire* liberal não haveria de ser indistintamente aplicada, restando (amplo) espaço para o desenrolar da missão regulatória de ordenar a economia, garantindo que a produção econômica se dê em um ambiente equilibrado, orientado ao funcionamento eficiente do mercado, tanto no que tange à produção e à melhor alocação de recursos, como no que concerne à melhor distribuição de riquezas<sup>225</sup> e ao incremento dos níveis de bem-estar social<sup>226</sup>.

---

<sup>222</sup> É o que ocorre, p. ex., no setor das telecomunicações no Brasil, dispondo a Lei nº 9472/1997, artigo 153, que “as condições para a interconexão de redes serão objeto de livre negociação entre os interessados, mediante acordo, observado o disposto nesta Lei e nos termos da regulamentação. § 1º O acordo será formalizado por contrato, cuja eficácia dependerá de homologação pela Agência, arquivando-se uma de suas vias na Biblioteca para consulta por qualquer interessado. § 2º Não havendo acordo entre os interessados, a Agência, por provocação de um deles, arbitrará as condições para a interconexão”

<sup>223</sup> Para a diferenciação entre os níveis de regulação técnica, econômica e da concorrência, v. MORENO (2013, p. 9-19). Merece também nota que um reforço na regulação social, especialmente em sede de proteção do consumidor, pode-se mostrar igualmente necessária, sobretudo em se considerando as interligações junto à rede de distribuição por micro e pequenos produtores sem vínculos associativos com *clusters* ou cooperativas.

<sup>224</sup> No ordenamento português, a Lei 19/2012 já tipifica, em seu artigo 11º, 2, como conduta passível de ser considerada abusiva “e) Recusar o acesso a uma rede ou a outras infraestruturas essenciais por si controladas, contra remuneração adequada, a qualquer outra empresa, desde que, sem esse acesso, esta não consiga, por razões de facto ou legais, operar como concorrente da empresa em posição dominante no mercado a montante ou a jusante, a menos que esta última demonstre que, por motivos operacionais ou outros, tal acesso é impossível em condições de razoabilidade”.

<sup>225</sup> NESTER (2006, p. 24)

<sup>226</sup> LOBO (2009, p. 155)

## CONCLUSÃO

As redes inteligentes modificarão substancialmente a arquitetura e a lógica sob que opera o sistema elétrico.

Isto enseja que respostas regulatórias apropriadas e eficientes sejam apresentadas, de ordem a fomentar e implementar eficientemente todas as potencialidades das *smart grids* e, assim, alcançar os principais objetivos do setor elétrico: a integração de fontes menos poluentes e renováveis, a segurança do abastecimento, a manutenção de infraestruturas e serviços condizentes com as necessidades e evoluções da sociedade e o fornecimento de energia de qualidade e em bases acessíveis a todos os consumidores.

Ao longo do presente trabalho procuramos analisar os principais empecilhos e averiguar os possíveis meios para atingir tais finalidades, resultando em que conclusões três ordens pudessem ser obtidas.

A primeira delas é que as redes inteligentes, por implicarem transformações estruturais em todos os segmentos do setor elétrico – produção, transmissão, distribuição, comercialização e consumo – e demandarem vultosíssimos investimentos, reclamam uma atuação coordenada de todos os agentes envolvidos (Estado, Mercado e Sociedade) e a realização de esforços multidisciplinares e cooperativos a fim de que responsabilidades sejam devidamente alocadas e dirigidas, criando bases sólidas e incentivos para o desenvolvimento de um ambiente propício ao investimento em novas tecnologias e atualização dos bens, serviços e profissionais do setor, sem desguardar os interesses públicos primários e estratégicos afetos à indústria infraestrutural da energia.

Em segundo plano, que as dicotomias tradicionais que acompanharam a estruturação do setor elétrico atual (bens públicos *versus* privados, titularidade pública *versus* privada) não mais se justificam, incumbindo primacialmente à regulação direcionar adequadamente os bens e serviços da rede elétrica a funcionalidades de cunho coletivo.

Entendemos que a lógica de clube sob que se encontram afetas as infraestruturas em rede torna despiciendo questionar a natureza pública ou privada dos bens para aferição da alocação eficiente de sua propriedade, de modo que os resultados que se desejem relativamente à eficiente implementação e manutenção destas infraestruturas podem ser alcançados pela via regulatória, mediante incentivos à alocação de investimentos na aquisição e atualização tecnológica dos bens que compõem as redes e direcionamentos e

constrangimentos das atividades desempenhadas pelos agentes do mercado, independentemente dos respectivos direitos de propriedade sobre os bens.

À vista disso, é a estrutura regulatória geral, sobretudo tarifária, que incentiva ou condiciona o financiamento da instalação e operação das instalações maneira eficiente, ficando o regime de propriedade pública ou privada da rede sujeito a uma opção igualmente válida de cunho político-ideológico por parte do constituinte ou do legislador.

De igual modo, os modelos tradicionais da concessão e autorização calcam-se em *trade-offs* (resultados de proveito-perdas) entre os valores de segurança e flexibilidade igualmente essenciais para o investimento em indústrias estruturadas em rede e não alocam equitativa e eficientemente os riscos inerentes à prestação das respectivas atividades.

O principal complicador e gerador de ineficiências no desempenho das atividades organizadas em rede é a intangibilidade do equilíbrio econômico-financeiro das contas do agente privado incumbido da implementação e manutenção de bens e prestação de serviços de infraestrutura, ensejando que a regulação evolutiva da indústria encontre-se constantemente sob disputa e que pesados custos, especialmente de transação, sejam acrescentados ao valor final da tarifa paga pelos consumidores.

São, então, as inúmeras renegociações de direitos e obrigações entre o Estado e os operadores que têm lugar no setor elétrico o principal fator de ineficiência da indústria, o que se apresenta sejam os serviços de titularidade pública, sujeitos a concessão, sejam de titularidade privada, sujeitos a autorização.

Na medida em que os regimes jurídicos destes bens e serviços são essencialmente incompletos, mudanças nos direitos e obrigações fixados quando da atribuição do título habilitante afiguram-se não só inevitáveis, como indispensáveis para a contínua evolução da indústria relativamente aos anseios sociais e aos avanços tecnológicos.

Sucedem que os esquemas regulatórios hoje em vigor, para um e para outro título habilitante, se pautam em obrigações de meio e atrelam as remunerações devidas aos operadores aos custos por si despendidos ou garantem taxas de retorno fixas, implicando em que a cada mudança importante no arcabouço regulatório sejam disparadas renegociações e majoradas tarifas, independentemente de os reforçados ônus impostos aos usuários finais serem acompanhados da melhoria na eficiência e qualidade dos serviços prestados.

Logo, é a *regulação*, independentemente da natureza pública ou privada dos bens e serviços elétricos, que exsurge como determinante para a eficiência ou ineficiência dos investimentos realizados e do funcionamento da indústria.



Isto nos leva à terceira – e principal – ordem de conclusões extraídas do presente trabalho: *a regulação do setor elétrico deve mudar.*

As novas redes inteligentes demandam processos eficientes e flexíveis, capazes de absorver as transformações constantes das tecnologias e das relações intersubjetivas que propiciarão, o que os esquemas regulatórios atuais não são capazes de realizar, ao menos não sem a imposição de pesados ônus e custos aos consumidores e à indústria.

De fato, a atual regulação do setor elétrico, calcada em fórmulas de comando e controle que condicionam diretamente a atividade dos agentes regulados, traduz-se em que (i) a remuneração dos operadores encontra-se diretamente conectada ao adimplemento de obrigações de meio impostas pelo regulador, diferentemente de um modelo de mercado; e (ii) as evoluções da indústria impactam diretamente os meios para atingir os fins e interesses públicos do setor, ensejando que as obrigações originalmente delineadas sejam constantemente modificadas, impondo novos custos aos operadores para fazer frente às mudanças operadas e ensejando, assim, a revisão de suas remunerações através, sobretudo, da majoração tarifária.

Uma mudança deste paradigma, de modo a tornar menos traumática e onerosa a inserção de atualizações e modificações no regime jurídico dos operadores, é cogente, transmutando-se a lógica regulatória dos meios para os fins, a partir do controle da performance e resultados apresentados pelos agentes resultados.

Na medida em que os parâmetros de boa performance dos operadores e os resultados que se pretendem alcançar no setor elétrico são metas estáveis, cujo atingimento é gradual, e, a revisão, sempre incremental, jamais drástica, tal arcabouço regulatório têm o potencial de conferir maior segurança e estabilidade para os agentes regulados, bem como absorver sem mudanças bruscas no regime jurídico as constantes evoluções da realidade.

A regulação de performance e resultados, portanto, permite equiponderar o binômio segurança/flexibilidade essencial às indústrias de rede, capacitando o regulador a alocar riscos e gerir incertezas de forma mais justa, racional e equitativa.

A segurança advém da manutenção de um esquema regulatório estável e previsível, cujas regras – sobretudo de remuneração e recuperação de investimentos – mantêm-se por um período de tempo estendido a despeito de mudanças no arcabouço fático.

Porque as metas e resultados (primários e secundários) que se pretendam alcançar podem – e devem – ser pensados em curto, médio, longo e longuíssimo prazo, viabiliza-se a constância do arcabouço regulatório e, em consequência, minoram-se os riscos políticos,

administrativos e regulatórios tradicionalmente atrelados às mudanças bruscas e/ou inopinadas dos regimes jurídicos impostos ao setor elétrico.

Assim, não só o operador privado cerca-se de uma maior previsibilidade quanto aos horizontes futuros, como pode – e deve – planejar e implementar os seus planos de negócios em termos de longo prazo, permitindo seja dada continuidade evolutiva às políticas públicas do setor.

Por sua vez, a flexibilidade possibilita que, sem rupturas no arcabouço regulatório, sejam satisfeitas as condições e necessidades compatíveis com a realidade que os serviços elétricos demandam, pois a responsabilidade de eleger os meios que melhor atendam às metas e objetivos finais arrolados pelo regulado em cada momento histórico é do agente privado (autorizatório ou concessionário).

A gestão direta dos riscos do negócio cabe, então, ao operador, incumbindo-lhe, ao mesmo tempo, adaptar evolutivamente os seus planos de negócio para fazer frente às novas realidades que se apresentem e arcar com ônus e bônus que advenham de suas escolhas. Assim, sob um pano de fundo constante (as regras, metas, objetivos e bases de remuneração regulatórias), suporta o operador privado os riscos de suas escolhas, o que, de um lado, dá-lhe a devida e indispensável garantia de que será justa e razoavelmente remunerado e recompensado pelo atingimento das finalidades públicas e, de outro lado, socializa somente os custos que reverterão em prol da coletividade, imputando ao operador as perdas decorrentes do malogro das más escolhas realizadas ou da gestão ineficiente de riscos operada.

Dessa maneira, Estado, Indústria e Sociedade repartem e compartilham equitativamente riscos, viabilizando que a sua gestão se dê mais eficiente pelos atores que melhores condições têm de geri-los e suportar os respectivos ônus. Por isso, a regulação de performance e resultados parece-nos ser uma resposta aos problemas de risco, incerteza e recomposição econômico-financeira com que os modelos regulatórios tradicionais se mostraram incapazes de lidar.

Além disso, a instituição de um fluxo bidirecional de energia, dados e informações pelas redes inteligentes impedirá a manutenção de estruturas hierarquizadas, centralizadas, verticalizadas e herméticas, impondo lógicas pluricêntricas, horizontalizadas e flexíveis para absorver todas as novas funções, serviços e atividades que daí advirão.

De um lado, reclamarão uma postura mais ativa da parte do distribuidor para gerenciar os fluxos bi/multi-direcionais de energia e as inúmeras conexões à última milha e implicarão em uma reformulação da racionalidade da tradicional estrutura do mercado elétrico, a qual,

calcada em uma lógica hierárquica, verticalizada de cima para baixo – dos operadores a montante relativamente aos operadores a jusante –, em um gerenciamento centralizado e em fluxos unidirecionais de corrente e informações, sofrerá substanciais mudanças, tornando o mercado cada vez mais iterativo, horizontalizado, dinâmico e multifacetado com a entrada e a interação de inúmeros e diversos atores na última milha.

De outro lado, o incremento dos dados, informações e funções afetos ao fornecimento, transporte e consumo de energia elétrica permitirão uma verdadeira dinamização da concorrência, mediante a possibilidade de entrada no mercado de novos *players* e o incremento e o surgimento de novos serviços energéticos.

Isto demandará um novo quadro regulatório, flexível e multidimensional, que absorva os diferentes tipos, necessidades e características dos serviços e atores do mercado, o que deverá se refletir sobretudo no arcabouço tarifário, aplicando-se-lhe lógicas e formatos condizentes com as novas necessidades, interesses e relações intersubjetivas que hão-de surgir no novo mercado elétrico.

As bases tarifárias tradicionais, conseqüentemente, deverão modificar-se para direcionarem finalisticamente o cumprimento de performances e resultados dos agentes regulados e absorverem formas de tarifação dinâmica e locais, que reflitam as reais condições do mercado e da rede elétrica em cada momento e espaço geográfico, o que é subjacente e forçoso à inserção de uma lógica concorrencial no sistema, podendo, inclusive, evoluir para a desregulamentação tarifária, atribuindo-se aos agentes privados o poder de negociarem e fixarem livremente as condições de acesso à rede e prestações de serviços.

Evidentemente, as inúmeras tecnologias carreadas pelas redes inteligentes, inclusive as de natureza regulatória, precisam ser, ainda, postas à prova.

O futuro é, por essência, em maior ou menor grau, incerto, de modo que os diagnósticos e propostas aqui apresentados, embora se afigurem, em abstrato, ideais para a regulação do setor elétrico do futuro, devem ser testados e adaptados às peculiaridades de cada jurisdição, ensejando um processo de revisão e aprendizagem constante, do regulador e da indústria, para o atingimento de modelos e formas regulatórios eficazes em endereçar os problemas identificados ao longo do presente trabalho e alcançar os objetivos traçados para o setor elétrico.

Não podemos, à vista disso, precisar em que medida ou em que grau as teses desenvolvidas ao longo do presente trabalho se demonstrarão verdadeiras ou eficazes. O que podemos asseverar, em fechamento, consoante as sábias palavras de Georg Christoph

Lichtenberg<sup>227</sup>, é que *“I cannot say for sure whether things will get better when we change; but what I can say is they must change if they are to get better”*.

---

<sup>227</sup> Citado por ACKERMANN (2010, p. 16)

## BIBLIOGRAFIA CONSULTADA

ACKERMANN, Josef. *The new architecture of financial regulation: Will it prevent another crisis?* LSE Financial Markets Group Paper Series, Special Paper 194, october/2010.

AMATO, Giuliano; LAUDATI, Laraine L. [Coord.]. *The Anticompetitive Impact of Regulation*. Cheltenham; Northampton: EE Publishing Limited, 2001.

ARAGÃO, Alexandre Santos de. *Direito dos Serviços Públicos*. 3 ed. Rio de Janeiro. Forense, 2013.

ARAÚJO, Fernando Borges Correia de. *A Tragédia dos Baldios e dos Anti-Baldios. O Problema Económico do Nível Ótimo de Apropriação*. Coimbra: Almedina, 2008.

ARMSTRONG, Mark. "Competition in Two-Sided Markets" in *RAND Journal of Economics*, vol. 37, n. 3, autumn/2006, pp. 668-691. Disponível em: <http://eprints.ucl.ac.uk/4324/1/competitionintwosidedmarkets.pdf>.

BALDWIN, Robert; CAVE, Martin; LODGE, Martin. *Understanding Regulation: Theory, Strategy, and Practice*. 2<sup>nd</sup>. Ed. New York: Oxford university Press Inc., 2012.

BANDEIRA DE MELLO, Celso Antônio. *Curso de Direito Administrativo*. 12 ed. São Paulo: Malheiros, 2000.

BANZIGER, Hugo. *Did the Globalization of Finance Undermine Financial Stability? Lessons from Economic History*. LSE Financial Markets Group Paper Series, Special Paper 211, june/2012.

BARTLE, Ian. *Risk-based regulation and better regulation in the UK: towards what model of risk regulation?* Presented at the 2nd Biennial Conference of the ECPR Standing Group on Regulatory Governance, Utrecht University, the Netherlands. '(Re)Regulation in the

Wake of Neoliberalism. Consequences of Three Decades of Privatization and Market Liberalization', June 5th-7th, 2008.

BEATO, Paulina; MERINO, Pedro Antonio. “Las Necesidades de Inversión en el Sector Energético en un Contexto de Crecimiento Económico” **in** GARCÍA DELGADO, José Luis; JIMÉNEZ, Juan Carlos [Coord.]. *Energía y Regulación en Iberoamerica*. Vol. I. Navarra: CNE/ARIAE/Thomson-Civitas, 2008, pp. 39-74.

BECK, Ulrich. *La Sociedad del Riesgo. Hacia una nueva modernidad*. Barcelona: Ediciones Paidós Ibérica, 1998.

\_\_\_\_\_. *La Sociedad del Riesgo Global*. Siglo Veintiuno de España Editores, 2001.

BELLANTUONO, Giuseppe. “Comparing Regulatory Innovations for Climate Change: Smart Grids Policies in the USA and the EU” **in** *Law, Innovation and Technology*, vol. 5, 2013. Disponible em: <http://ssrn.com/abstract=2153881>.

BOLLIER, David. “The Commons: a neglected sector of wealth-creation” **in** *To Whom Does the World Belong?* Washington: Heinrich Böll Foundation North America, 2005. Disponible em: <http://bollier.org/sites/default/files/Boll%20Foundation%20book%20chapter.pdf>.

BORENSTEIN, Severin. *Customer Risk from Real-Time Retail Electricity Pricing: Bill Volatility and Hedgability*. National Bureau of Economic Research, Working Paper 12524, sep/2006. Disponible em: <http://www.nber.org/papers/w12524>

BRANDSTÄTT, Christine; BRUNEKREEFT, Gert; FRIEDRICHSEN, Nele. “Smart Pricing to Reduce Network Investment in Smart Distribution Grids – Experience in Germany” **in** SIOSHANSI, Fereidoon P. [Ed.]. *Smart Grid. Integrating Renewable, Distributed and Efficient Energy*. Massachusetts: Elsevier, 2012, pp. 317-342.

BREUER, W.; POVH, D.; RETZMANN, D.; URBANKE, Ch.; WEINHOLD, M. “Prospects of Smart Grid Technologies for a Sustainable and Secure Power Supply” **in** 20<sup>th</sup>

*World Energy Congress. Conseil Mondial de l'Energie.* November 11<sup>th</sup> to 15<sup>th</sup>, 2007. Disponível em: <http://www.worldenergy.org/documents/p001546.pdf>.

BROWN, Ashley; SALTER, Raya. *Smart Grid Issues in State Law and Regulation.* Galvin Electricity Initiative, September 17, 2010. Disponível em: [http://www.galvinpower.org/sites/default/files/SmartGridIssuesInStateLawAndRegulation\\_Whitepaper\\_Final\(1\).pdf](http://www.galvinpower.org/sites/default/files/SmartGridIssuesInStateLawAndRegulation_Whitepaper_Final(1).pdf).

BUCHANAN, James M. “An Economic Theory of Clubs” in *Economica, New Series*, vol. 32, n° 125, feb/1965, pp. 1-14. Disponível em: <http://www.jstor.org/stable/2552442>.

BUIGUES, P.A.; GUERSENT, O.; PONS J.F. “Alternative Models for Future Regulation” in HENRY, Claude; MATHEU, Michel; JEUNEMAÎTRE, Alain [Ed.]. *Regulation of Network Utilities: The European Experience.* New York: Oxford University Press, 2001, pp. 273-283.

CAETANO, Marcello. *Manual de Direito Administrativo.* 8 ed. Tomo I. Lisboa: Coimbra Editora, 1968.

\_\_\_\_\_. *Manual de Direito Administrativo.* 8 ed. Tomo II. Lisboa: Coimbra Editora, 1969.

\_\_\_\_\_. *Princípios Fundamentais de Direito Administrativo.* Coimbra: Almedina, 1996.

CALVÃO DA SILVA, João Nuno. *Mercado e Estado: Serviços de Interesse Económico Geral.* Coimbra: Almedina, 2008.

CARLSON, C. R. Sid. *Performance Based Regulation of Utilities: Theoretical Developments in the Last Two Decades.* The Van Horne Institute, march/2010. Disponível em: <http://vanhorne.info/files/vanhorne/Performance-Based-Regulation-Report.pdf>.

CASSAGNE, Juan Carlos. *La Intervención Administrativa*. 2 ed. Buenos Aires: Abeledo-Perrot, 1994.

CASTRO, Luciano de; DUTRA, Joisa. “The Economics of the Smart Grids”. 2012. Disponível em <http://kellogg.northwestern.edu/faculty/decastro/htm/personal/smartgrid.pdf>

CEER – Council of European Energy Regulators. *5<sup>th</sup> CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity Supply*. 2011. Disponível em: [http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER\\_HOME/CEER\\_5thBenchmarking\\_Report.pdf](http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/CEER_5thBenchmarking_Report.pdf).

CHANDY, K. Many; GOODING, Jeff; MACDONALD, Jeremy. *Smart Grid. System of Systems Architectures. Systems Evolution to Guide Strategic Investments in Modernizing the Electric Grid*. Grid Wise Forum Papers 10. Disponível em: [http://www.gridwiseac.org/pdfs/forum\\_papers10/gooding\\_gi10.pdf](http://www.gridwiseac.org/pdfs/forum_papers10/gooding_gi10.pdf).

COASE, Ronald. “The New Institutional Economics” **in** *The American Economic Review*, vol. 88, nº 2, may/1998, pp. 72-74.

CONFRARIA, João. “Regulação dos Sectores das Comunicações e Energético” **in** CEEP – Centro Europeu das Empresas com Participação Pública e/ou de Interesse Económico Geral [Org.]. *Conferência de Regulação Económica, Concorrência e Serviços de Interesse Geral, realizada em Lisboa em 15 de Outubro de 2001*.

CONTRERAS, Jorge L. “Standards, Patents, and the National Smart Grid” **in** *Pace Law Review*, vol. 32, issue 3, summer/2012, pp. 642-674.

COSENT, Rafael; GÓMEZ, Tomás; FRÍAS, Pablo. “Towards a future with large penetration of distributed generation: Is the current regulation of electricity distribution ready? Regulatory recommendations under a European perspective” **in** *Energy Policy*, nº 37, 2009a, pp. 1.145-1.155.



COSSANT, Rafael; GÓMEZ, Tomás; FRÍAS, Pablo; RIVIER, J. “Improvements in current European network regulation to facilitate the integration of distributed generation” **in** *Electrical Power and Energy Systems*, nº 31, 2009b, pp. 445–451.

CRAMPTON, Paul. *Competition and Efficiency as Organising Principles for All Economic and Regulatory Policymaking*. First Meeting of the Latin American Competition Forum, OECD, 7–8 April 2003. Disponível em <http://www.oecd.org/daf/competition/prosecutionandlawenforcement/2490195.pdf>.

DERANI, Cristiane. *Privatização e Serviços Públicos: as Ações do Estado na Produção Econômica*. São Paulo: Max Limonad, 2002.

DEVOTO, Alberto Enrique. “Modelos Tarifarios y Procesos de Revisión” **in** GARCÍA DELGADO, José Luis; JIMÉNEZ, Juan Carlos [Coord.]. *Energía y Regulación en Iberoamerica*. Vol. I. Navarra: CNE/ARIAE/Thomson-Civitas, 2008, pp. 201-220.

DIEZ, Manuel Maria. *Manual de Derecho Administrativo*, Tomo 1, 6ª ed., Buenos Aires: Editorial Plus, 1991.

DONKELAAR, Michael ten. “A survey of solutions and options for the integration of distributed generation into electricity supply systems” **in** *Energy & Environment*, vol. 15, nº 2, 2004, pp 323-332.

\_\_\_\_\_; SCHEEPERS, M. J. J. *A Socio-economic Analysis of Technical Solutions and Practices for the Integration of Distributed Generation*. ECN Policy Studies. ECN-C—04-011, july/2004. Disponível em: <http://www.ecn.nl/docs/library/report/2004/c04011.pdf>.

DURBAN ROMERO, Rafael. “Mercados Minoristas de Electricidad y de Gas, Diseño, Funcionamiento e Información al Consumidor” **in** GARCÍA DELGADO, José Luis [Coord.]. *El Regulador ante los Nuevos Desafíos de la Energía en Iberoamerica*. Navarra: CNE/ARIAE/Thomson-Civitas, 2012, pp. 133-149.

E. WEIS, T. Bräuchle. *Regulatory Issues of Smart Grids*. PPT Presentation. Karlsruhe Institute of Technology (KIT): EIT ICT Labs – Smart Energy Systems Summer School 2012. Disponível em: [http://compliance.zar.kit.edu/downloads/Braeuchle\\_Weis\\_Regulatory\\_Aspects\\_of\\_Smart\\_Grids.pdf](http://compliance.zar.kit.edu/downloads/Braeuchle_Weis_Regulatory_Aspects_of_Smart_Grids.pdf).

ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE. *Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid. A Preliminary Estimate of the Investment Requirements and the Resultant Benefits of a Fully Functioning Smart Grid*, 2011. Disponível em: <http://ipu.msu.edu/programs/MIGrid2011/presentations/pdfs/Reference%20Material%20-%20Estimating%20the%20Costs%20and%20Benefits%20of%20the%20Smart%20Grid.pdf>.

ENISA – European Network and Information Security Agency. *Smart Grid Security*, July/2012. Disponível em: <http://www.enisa.europa.eu/activities/Resilience-and-CIIP/critical-infrastructure-and-services/smart-grids-and-smart-metering/ENISA-smart-grid-security-recommendations>.

ERGEG – European Regulators Group for Electricity & Gas. *Position Paper on Smart Grids: an ERGEG public consultation paper*, 2009. Disponível em: [http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER\\_HOME/EER\\_CONSULT/CLOSED%20PUBLIC%20CONSULTATIONS/ELECTRICITY/Smart%20Grids/CD/E09-EQS-30-04\\_SmartGrids\\_10%20Dec%202009\\_0.pdf](http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_CONSULT/CLOSED%20PUBLIC%20CONSULTATIONS/ELECTRICITY/Smart%20Grids/CD/E09-EQS-30-04_SmartGrids_10%20Dec%202009_0.pdf).

\_\_\_\_\_. *Position Paper on Smart Grids: an ERGEG conclusions paper*, 2010. Disponível em: [http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER\\_HOME/EER\\_PUBLICATIONS/CEER\\_PAPERS/Electricity/2010/E10-EQS-38-05\\_SmartGrids\\_Conclusions\\_10-Jun-2010\\_Corrigendum.pdf](http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Electricity/2010/E10-EQS-38-05_SmartGrids_Conclusions_10-Jun-2010_Corrigendum.pdf).

EU COMMISSION TASK FORCE FOR SMART GRIDS. *Expert Group 1: Functionalities of smart grids and smart meters*, dec/2010. Disponível em: [http://ec.europa.eu/energy/gas\\_electricity/smartgrids/doc/expert\\_group1.pdf](http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/expert_group1.pdf).

EURELECTRIC – Union of the Electricity Industry. *Regulation for Smart Grids*. D/2011/12.205/3, February/2011. Disponível em: <http://www.eurelectric.org/media/25920/>

eurelectric\_report\_\_on\_reg\_for\_sg\_final-2011-030-0131-01-e.pdf.

\_\_\_\_\_. *Active Distribution System Management. A key tool for the smooth integration of distributed generation.* Full discussion paper. D/2013/12.105/7, February/2013. Disponível em: [http://www.eurelectric.org/media/74356/asm\\_full\\_report\\_discussion\\_paper\\_final-2013-030-0117-01-e.pdf](http://www.eurelectric.org/media/74356/asm_full_report_discussion_paper_final-2013-030-0117-01-e.pdf).

EUROPEAN COMISSION. *Leaflet: The Market Observatory of Energy. Watching closer, seeing clearer, looking further.* Directorate-General for Energy and Transport , 2008. Disponível em: [http://ec.europa.eu/energy/publications/doc/2008\\_leafletmarket\\_observatory.pdf](http://ec.europa.eu/energy/publications/doc/2008_leafletmarket_observatory.pdf).

\_\_\_\_\_. *Smart Grid projects in Europe: Lessons learned and current developments.* 2012 update. JRC Scientific and Policy Reports. Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2013. Disponível em: [http://ses.jrc.ec.europa.eu/sites/ses.jrc.ec.europa.eu/files/documents/ld-na-25815-en-n\\_final\\_online\\_version\\_april\\_15\\_smart\\_grid\\_projects\\_in\\_europe\\_-\\_lessons\\_learned\\_and\\_current\\_developments\\_-2012\\_update.pdf](http://ses.jrc.ec.europa.eu/sites/ses.jrc.ec.europa.eu/files/documents/ld-na-25815-en-n_final_online_version_april_15_smart_grid_projects_in_europe_-_lessons_learned_and_current_developments_-2012_update.pdf).

FARUQUI, Ahmad; HLEDIK, Ryan; Tsoukalis, John. *The Power of Dynamic Pricing*, feb/2009. Disponível em: <http://ssrn.com/abstract=1340594>.

\_\_\_\_\_; PALMER, Jennifer. “Dynamic Pricing and Its Discontents” **in** *Regulation*, vol. 34, n°. 3, fall/2011, pp. 16-22.

FERC. *Assessment of Demand Response & Advanced Metering Staff Report*, 13, 2008. Disponível em: <http://www.ferc.gov/legal/staff-reports/12-08-demand-response.pdf>.

FERREY, Steven. “Efficiency in the Regulatory Crucible: Navigating 21st Century ‘Smart’ Technology and Power” **in** *Journal of Energy and Environmental Law*, vol. 3, march/2012, pp. 01-32. Disponível em: <http://ssrn.com/abstract=2166481>.

FINGER, Mathias; VARONE, Frédéric. “Bringing Technical Systems Back In: Towards a New European Model of Regulating the Network Industries” **in** *Competition and Regulation in Network Industries*, vol. 1, n. 1, 2006, pp. 87-106.

FREEMAN, Jody. “Extending Public Law Norms Through Privatization” **in** *Harvard Law Review*, vol. 116, n° 5, march/2003, pp. 1285-1352.

\_\_\_\_\_; ROSSI, Jim. “Agency Coordination in Shared regulatory Space” **in** *Harvard Law Review*, vol. 125, n° 5, march/2012, pp. 1131-1211.

FRISCHMANN, Brett M. “Chapter 7: Managing Congestion” **in** *The Social Value of Shared Resources*. New York: Oxford University Press, 2012, pp. 136-158. Disponível em: <http://ssrn.com/abstract=2117464>.

FRISON-ROCHE, Marie-Anne. “Os novos campos da regulação” **in** *Revista de Direito Público da Economia*, n° 10, abr/mai/jun 2005.

FRONTIER ECONOMICS; CONSENTEC. *Improving incentives for investment in electricity transmission infrastructure. A Report Prepared for the EC*, nov/2008. Disponível em: [http://ec.europa.eu/energy/gas\\_electricity/studies/doc/electricity/2008\\_rpt\\_eu\\_transmission\\_incentives.pdf](http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/studies/doc/electricity/2008_rpt_eu_transmission_incentives.pdf).

GALVIN ELECTRICITY INITIATIVE. “Fact Sheet: The Electric Power System is Unreliable”. Disponível em: <http://www.galvinpower.org/resources/galvin.php?id=26>.

GARCIA, Flávio Amaral. *Licitações e Contratos Administrativos*. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2007.

GEELS, Frank W.; HEKKERT, Marko P.; JACOBSSON, Staffan. “The dynamics of sustainable innovation Journeys” **in** *Technology Analysis & Strategic Management*, vol. 20, n° 5, 2008, pp. 521-536. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1080/09537320802292982>

GELLINGS, Clark W. *The Smart Grid: Enabling Energy Efficiency and Demand Response*. Georgia: The Fairmont Press, 2009.

GEROSKI, Paul A. *Is Competition Policy Worth it?*. Chair Speeches. Competition Commission of the UK, sep/2004. Disponível em: [http://www.competition-commission.org.uk/assets/competitioncommission/docs/pdf/non-inquiry/our\\_peop/members/chair\\_speeches/pdf/geroski\\_uea\\_140904](http://www.competition-commission.org.uk/assets/competitioncommission/docs/pdf/non-inquiry/our_peop/members/chair_speeches/pdf/geroski_uea_140904).

GODARD, Olivier. “Social Decision-Making Under Conditions of Scientific Controversy, Expertise and the Precautionary Principle” in JOERGES, Christian; LADEUR, Karl-Heinz; VOS, Ellen [Ed.]. *Integrating Scientific Expertise into Regulatory Decision-Making: National Traditions and European Innovations*. Baden-Baden: Nomos Verl.-Ges, 1997.

GONÇALVES, Pedro António Pimenta Costa. *A Concessão de Serviços Públicos*. Coimbra: Almedina, 1999.

\_\_\_\_\_ ; OLIVEIRA, Rodrigo Esteves de. *As Concessões Municipais de Distribuição de Electricidade*. Coimbra: Coimbra Editora, 2001.

\_\_\_\_\_. “Regulação Administrativa e Contrato” in MIRANDA, Jorge [Coord.]. *Estudos em Homenagem ao Prof. Doutor Sérvulo Correia*. Vol. II. Coimbra: Coimbra Editora, 2010, pp. 987-1.024.

\_\_\_\_\_. *Reflexões sobre o Estado Regulador e o Estado Contratante*. Coimbra: Coimbra Editora, 2013.

GRABOSKY, Peter; GUNNINGHAM, Neil, SINCLAIR, Darren. *Smart Regulation: Designing Environmental Policy*. Oxford: Oxford University Press, 1998.

GRAHAM, Vinter. *Project Finance: a Legal Guide*. Londres: Sweet and Maxwell, 2006.

GUASCH, J. Luis. *Granting and Renegotiating Infrastructure Concessions. Do it Right*. WBI Development Studies. Washington D.C.: World Bank Institute, 2004. Disponible em: <http://crgp.stanford.edu/events/presentations/gcr2/Guasch3.pdf>.

GUNNINGHAM, Neil; SINCLAIR, Darren. "Designing smart regulation" in *OECD Global Forum on Sustainable Development. Economic Aspects of Environmental Compliance Assurance*, 1998. Disponible em <https://www1.oecd.org/env/outreach/33947759.pdf>.

HALABI, Sam Foster. "Efficient contracting between foreign investors and host states: evidence from stabilization clauses" in *Northwestern Journal of International Law and Business*, spring/2011, pp. 261-312.

HARDIN, Garret. "The Tragedy of the Commons" in *Science*, New Series, vol. 162, n. 3859, dec/1968, pp. 1243-1248.

HARTMAN, Elizabeth; SIEH, Kaleb A. "State Regulatory Opportunities and Impediments to Smart Grid" in *The Silicon Flatirons Roundtable Series on Entrepreneurship, Innovation, and Public Policy Report*, nº 10, aug/2010. Disponible em: <http://siliconflatirons.com/documents/publications/report/StateRegulatoryOpportunitiesandImpedimentstoSmartGrid.pdf>.

HAUSER, Steve G.; CRANDALL, Kelly. "Smart Grid is a Lot More than Just 'Technology'" in SIOSHANSI, Fereidoon P [Ed.]. *Smart Grid. Integrating Renewable, Distributed and Efficient Energy*. Massachusetts: Elsevier, 2012, pp. 03-28.

HOLT, Lynne W.; KURY, Theodore J.; BERG, Sanford V.; JAMISON, Mark A. *The Changing Electric System Architecture*. University of Florida. Working Paper Series, January/2010. Disponible em: <http://ssrn.com/abstract=1534728>.

HUETE, Raúl Yunta. "El Aprovechamiento de Energía: seguridad del suministro y mercados" in GARCÍA DELGADO, José Luis; JIMÉNEZ, Juan Carlos [Coord.]. *Energía*

y *Regulación en Iberoamerica*. Vol. I. Navarra: CNE/ARIAE/Thomson-Civitas, 2008, pp. 131-152.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Mobilising Investment in Energy Efficiency*. OECD/IEA, 2012. Disponible em: [http://www.iea.org/publications/insights/Mobilising\\_investment\\_EE\\_FINAL.pdf](http://www.iea.org/publications/insights/Mobilising_investment_EE_FINAL.pdf).

JAMASB, T.; POLLITT, M. “Benchmarking and regulation: international electricity experience” in *Utilities Policy*, n. 9, 2001, pp. 107–130. Disponible em: [http://www.wu.ac.at/iqv/mitarbeiter/gugler/reg\\_pollitt\\_survey.pdf](http://www.wu.ac.at/iqv/mitarbeiter/gugler/reg_pollitt_survey.pdf).

JENKINS, Cloda. *RIO Economics*. Florence School of Regulation Working Paper, jun/2011. Disponible em: [http://www.rpieurope.org/publications/2011/Jenkins\\_RIO%20Economics\\_FSR%20working%20paper\\_130611.pdf](http://www.rpieurope.org/publications/2011/Jenkins_RIO%20Economics_FSR%20working%20paper_130611.pdf).

JORDÃO, Eduardo Ferreira. *Restrições Regulatórias à Concorrência*. Belo Horizonte: Editora Fórum, 2009.

KEOGH, Miles; SULLIVAN, Michael. *How to Assess the Economic Consequences of Smart Grid Reliability Investments*. November/2010. Disponible em: <http://fscgroup.com/index.php/publications/109-how-to-assess-the-economic-consequences-of-smart-grid-reliability-investments>.

KIHM, Steve. “When Revenue Decoupling Will Work... and When It Won't” in *The Electricity Journal*, oct/2009. Disponible em: <http://www.ecw.org/ecwresults/kihmdecouplingarticle2009.pdf>.

KNAB, Sebastian; STRUNZ, Kai; LEHMANN, Heiko. “Smart Grid: The Central Nervous System for Power Supply - New Paradigms, New Challenges, New Services” in *Scientific Series of the Innovation Centre Energy at the Technische Universität Berlin*, vol. 2, Universitätsverlag der TU Berlin: Berlin, 2009. Disponible em: <http://ssrn.com/abstract=1531655>.

KOPSAKANGAS-SAVOLAINEN, Maria; SVENTO, Rauli. “Chapter 10. The Future of Electricity Market” **in** KOPSAKANGAS-SAVOLAINEN, Maria; SVENTO, Rauli. *Modern Energy Markets. Real-Time Pricing, Renewable Resources and Efficient Distribution*. London: Springer-Verlang, 2012, pp. 119-132.

LAFFONT, Jean-Jacques. “The politics of government decision-making: a theory of regulatory capture” **in** *The Quarterly Journal of Economics*, vol. 106, issue 4, nov/1991, pp. 1089-1127.

LEISTER, Carolina. “Bens Imateriais, Teoria dos Clubes e Análise Econômica do Direito” **in** *Economic Analysis of Law Review*, v. 2, nº 1, jan-jun/2011, pp. 1-29.

LESH, Pamela G. *Rate Impacts and Key Design Elements of Gas and Electricity Utility Decoupling. A Comprehensive Review*. 2009. Disponível em: <http://wutc.wa.gov/rms2.nsf/177d98baa5918c7388256a550064a61e/c05c8e01b3964098882576710080e1bf!OpenDocument>.

LOBO, Carlos Baptista. *Sectores em Rede: Regulação para a Concorrência*. Coimbra: Almedina, 2009.

LYON, Thomas P.; HUANG, Haizhou. “Legal Remedies for Breach of the Regulatory ‘Contract’” **in** *Journal of Regulatory Economics*, vol. 22, nº 2, 2002, pp. 107-132. Disponível em: <http://webuser.bus.umich.edu/tplyon/PDF/Published%20Papers/Lyon%20and%20Huang%20Paper.pdf>.

MAJONE, Giandomenico. *Evidence, Argument & Persuasion in the Policy Process*. Yale University Press, 1989.

MANDELKERN GROUP ON BETTER REGULATION. *Final Report*. 13 November 2001.

MANN, Roberta F. “Smart Incentives for the Smart Grids” **in** *New Mexico Law Review*, vol. 43, spring/2013, pp. 127-155.



MARQUES, Maria Manuel Leitão; SANTOS, António Carlos; GONÇALVES, Maria Eduarda. *Direito Económico*. 5 ed. Coimbra: Almedina, 2008.

MARQUES NETO, Floriano de Azevedo. “Alteração em contrato de concessão rodoviária” **in** *Revista Tributária e de Finanças Públicas*, nº. 44, 2002.

MAYER-SCHÖNBERGER, Viktor; CUKIER, Kenneth. *Big Data. A Revolution that will transform how we live, work and think*. London: John Murray Publishers, 2013.

MCKINSEY & COMPANY. *McKinsey on Smart Grid*, 2010. Disponível em <http://sedc-coalition.eu/wp-content/uploads/2011/06/McKinsey-10-08-05-Smart-Grid-Benefits.pdf>.

MCNUTT, Patrick. “Public Goods and Club Goods” **in** BOUCKAERT, Boudewijn; DE GEEST, Gerrit [Eds.] *Encyclopedia of Law and Economics. Volume I. The History and Methodology of Law and Economics*. Cheltenham. Edward Elgar, 2000, pp. 927-951. Disponível em: <http://encyclo.findlaw.com/0750book.pdf>.

MEEUS, Leonardo; SAGUAN, Marcelo; GLACHANT, Jean-Michel; BELMANS, Ronnie. *Smart Regulation for Smart Grids*. European University Institute, EUI Working Papers, RSCAS 2010/45, 2010.

MOMOH, James. *Smart Grid: Fundamentals of Design and Analysis*. New Jersey. IEEE Press Editorial Board, 2012.

MONIZ, Ana Raquel Gonçalves. *O Domínio Público: O Critério e o regime Jurídico da Dominialidade*. Tese de Mestrado apresentada à Faculdade de Direito da Universidade de Coimbra, 2003.

\_\_\_\_\_. “A concessão de uso privativo do domínio público: um instrumento de dinamização dos bens dominiais” **in** DIAS, Jorge de Figueiredo; CANOTILHO, José Joaquim Gomes; COSTA, José de Faria [Org.]. *Estudos em Homenagem ao Prof. Doutor*

António Castanheira Neves. Vol. III. *Studia Iuridica* 92, Ad Honorem 3. Coimbra: Coimbra Editora, 2008, pp. 292-365.

MORAND-DEVILLER, Jacqueline. “Chapitre VI – Les contrats de l’administration” **in** MORAND-DEVILLER, Jacqueline. *Droit Administratif*. 12 édition. Paris: Montchrestien, 2011, pp. 381-422.

MOREIRA, Vital. *Auto-Regulação Profissional e Administração Pública*. Coimbra: Almedina, 1997.

MORENO, Natália de Almeida. “Defesa de Conduta Regulada em Procedimentos Antitruste: a interface entre Agências Reguladoras e Autoridades Antitruste” **in** *Publicações CEDIPRE Online*, nº 15, abril/2013. Disponível em: [http://www.cedipre.fd.uc.pt/pdfs/online/public\\_15.pdf](http://www.cedipre.fd.uc.pt/pdfs/online/public_15.pdf).

MOURA, Alexandre Cunha Ferreira. *Elementos de Direito do Investimento Estrangeiro e as Cláusulas de Estabilização*. Trabalho apresentado, no 2º Ciclo de Estudos em Direito, à disciplina de Direito da Energia, ministrada pela Professora Doutora Suzana Tavares da Silva, da Faculdade de Direito da Universidade de Coimbra, 2013 (mimeo).

MÜLLER, Christine. “Advancing regulation with respect to smart grids: pioneering examples from the United Kingdom and Italy” **in** *Fourth Annual Conference on Competition and Regulation in Network Industries*. 25 November 2011. Brussels, Belgium. Disponível em: <http://www.crninet.com/2011/c10a.pdf>

NEGERI, Ebisa; BAKEN, Nico. “Architecting the Smart Grid as a Hierarchy” **in** *Proceedings of the 1st International Conference on Smart Grids and Green IT Systems*, 19-20 Apr 2012, Porto, Portugal, pp. 73-78. Disponível em: <http://repository.tudelft.nl/assets/uid:43e1e1c3-52fb-4144-a396-44f306de574d/Hierarchy-smartgreens.pdf>.

NESTER, Alexandre Wagner. *Regulação e Concorrência (Compartilhamento de Infra-estruturas e Redes)*. São Paulo: Dialética, 2006.

NEW YORK STATE DEPARTMENT OF PUBLIC SERVICE. *New York Practices and Procedures For The Provision of Electric Metering In a Competitive Environment*. May 9, 2001. Disponível em: <http://www.coned.com/documents/elecPSC10/Addenda.pdf>.

NIST – National Institute of Standards and Technology. *NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 1.0*, January/2010. Disponível em: [http://www.nist.gov/public\\_affairs/releases/upload/smartgrid\\_interoperability\\_final.pdf](http://www.nist.gov/public_affairs/releases/upload/smartgrid_interoperability_final.pdf).

\_\_\_\_\_. *NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 2.0*, February/2012. Disponível em: [http://www.nist.gov/smartgrid/upload/NIST\\_Framework\\_Release\\_2-0\\_corr.pdf](http://www.nist.gov/smartgrid/upload/NIST_Framework_Release_2-0_corr.pdf).

OECD. *Policies Roundtables. Electricity: Renewables and Smart Grids*, 2011. Disponível em: <http://www.oecd.org/regreform/sectors/46586020.pdf>.

OTERO, Paulo. *Vinculação e Liberdade de Conformação Jurídica do Sector Empresarial do Estado*. Coimbra: Coimbra Editora, 1998.

OVERBEEKE, Frank van; ROBERTS, Vaughan. *Active Networks as Facilitators for Embedded Generation*. PPT Presentation. 25 January 2002. Disponível em: <http://nu.eltra.dk/dok/NUdok92.pdf>

PAGANI, Giuliano Andrea; AIELLO, Marco. “Towards a Service-Oriented Energy Market: Current state and trend” **in** *Service-Oriented Computing*, vol. 6568, 2011, pp 203-209.

PALLAS, Frank. *Beyond Gut Level: some critical remarks on the german privacy approach to smart metering*. Karlsruhe Institute of Technology (KIT), 2011. Disponível em: <http://ssrn.com/abstract=1978652>.

PÉREZ ARRIAGA, José Ignacio; BATLLE; Carlos; RIVIER, Michel; GÓMEZ, Tomás. “Expansión de la Oferta e Infraestructura Eléctrica: Generación, Transmisión y Distribución” **in** GARCÍA DELGADO, José Luis; JIMÉNEZ, Juan Carlos [Coord.].

*Energía y Regulación en Iberoamerica*. Vol. I. Navarra: CNE/ARIAE/Thomson-Civitas, 2008, pp. 153-175.

PETROV, Konstantin; AJODHIA, Viren; GROTE, Daniel; RESNJANSKIJ, Denis. “Regulatory Incentives for Investments in Electricity Networks” **in** *Third Annual Conference on Competition and Regulation in Network Industries*. 19 November 2010. Brussels, Belgium. Disponible em: <http://crninet.com/2010/2010%20elec%20d.pdf>

POUDINEH, Rahmatallah; JAMASB, Tooraj. *Smart Grids and Energy Trilemma of Affordability, Reliability and Sustainability: The Inevitable Paradigm Shift in Power Sector*. USAEE Working Paper, n° 2111643, 2012. Disponible em: <http://ssrn.com/abstract=2111643>

QUINN, Elias L.; REED, Adam L. “Envisioning the Smart Grid: Network Architecture, Information Control, and the Public Policy Balancing Act” **in** *University of Colorado Law Review*, vol. 81, issue 3, summer/2010, pp. 833-892.

RAA, Thijs ten; GILLES, Robert P. “Club Efficiency and Lindahl Equilibrium with Semi-Public Goods”, Center for Economic Research, n° 2000-08, february/2000. Disponible em: <http://arno.uvt.nl/show.cgi?fid=4025>.

REGULATORY ASSISTANCE PROJECT. “Smart Grid or Smart Policies: Which Comes First?” **in** *Issue Letter*, july/2009. Disponible em: [http://www.smartgrid.gov/document/issuessletter\\_smart\\_grid\\_or\\_smart\\_policies\\_which\\_comes\\_first](http://www.smartgrid.gov/document/issuessletter_smart_grid_or_smart_policies_which_comes_first).

RICHTER JR., Mario Stella. “Incentivi e finanziamenti per lo sviluppo delle infrastrutture dell’energia” **in** NAPOLITANO, Giulio; ZOPPINI, Andrea [Coord.]. *Annuario di Diritto dell’energia. Il regime giuridico delle infrastrutture dell’energia*. Bologna: Società editrice Il Mulino, 2012, pp. 101-112.

RUFÍN, Carlos. “Regional Public Goods and Infrastructure” **in** ESTEVADEORDAL, Anton; FRANTZ, Brian; NGUYEN, Tam Robert [Ed.]. *Regional Public Goods: From Theory to Practice*. Washington: Inter-American Development Bank and Asian

Development Bank, 2004, pp. 181–202. Disponível em: <http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getdocument.aspx?docnum=419943>

SÁNCHEZ, Rafael Caballero. *Infraestructuras en Red y Liberalización de Servicios Públicos*. Madrid: Instituto Nacional de Administração Pública, 2003.

SANTOS, Boaventura de Sousa. *Um discurso sobre as Ciências*. 4 ed. São Paulo: Cortez, 2006.

SAUSSIER, Stéphane. *An Economic Analysis of the Closure of Markets and other Dysfunctions in the Awarding of Concession Contracts*. European University Institute, EUI Working Papers, RSCAS 2013/08, 2013. Disponível em: <http://fsr.eui.eu/Publications/WORKINGPAPERS/Energy/2013/WP201308.aspx>.

SCHÄCHTELE, Jan; UHLENBROCK, Jens. *How to regulate a market-driven rollout of smart meters? A multi-sided market perspective*, 2011. Disponível em: <http://ssrn.com/abstract=1855599>.

SCHEEPERS, M.; WERVEN, M. van; MUTALE, Joseph; STRBAC, Goran. “Distributed Generation in Electricity Markets, its impact on Distribution System Operators, and the role of Regulatory and Commercial Arrangements” **in** 10th KASSELER SYMPOSIUM ENERGY SYSTEMS TECHNOLOGY 2005.

SCOTCHMER, Suzanne. “Chapter 29 – Local Public Goods and Clubs” **in** AUERBACH, Alan; FELDSTEIN, Martin [Eds.]. *Handbook of Public Economics*. Vol. IV. Amsterdam: North-Holland Press, 2002, pp. 1997-2042. Disponível em: [http://elsa.berkeley.edu/~burch/scotch\\_b01-05.pdf](http://elsa.berkeley.edu/~burch/scotch_b01-05.pdf).

SHAPIRO, Sidney A. “Outsourcing Government Regulation” **in** *Duke Law Journal*, vol. 53, 33 annual administrative law issue, nov/2003, pp. 389-434.

SILVA, Suzana Tavares da. *O Sector Eléctrico perante o Estado Incentivador, Orientador e Garantidor*. Tese de Doutoramento apresentada à Faculdade de Direito da Universidade de Coimbra, 2008.

\_\_\_\_\_. *Direito da Energia*. Coimbra: Coimbra Editora, 2011.

\_\_\_\_\_. “Razão de Estado e Princípio da Razoabilidade” **in** RIBEIRO, Maria de Fátima; SILVA, Suzana Tavares da [Coord.]. *Trajectórias de Sustentabilidade – Tributação e Investimento*. Coimbra: Coimbra Editora, 2013, pp. 105-139.

SIRAGUSA, Mario; e BERETTA, Matteo. “La Dottrina delle essential facilities nel Diritto Comunitario ed Italiano della Concorrenza” **in** *Contrato e Impresa/Europa*, vol. 1, n. 1, ano IV, jan/jun 1999.

SMART GRID STAKEHOLDERS ROUNDTABLE GROUP. *Perspectives for Utilities & Others Implementing Smart Grids*, sep/2009. Disponível em: [http://www.epa.gov/cleanenergy/documents/suca/stakeholder\\_roundtable\\_sept09.pdf](http://www.epa.gov/cleanenergy/documents/suca/stakeholder_roundtable_sept09.pdf)

SOARES, Rogério Guilherme Ehrhardt *Direito Administrativo: lições ao curso complementar de Ciências Jurídico-Políticas da Faculdade de Direito da Universidade de Coimbra no ano lectivo de 1977/78*. Coimbra, 1978.

SOLÉ MARTÍN, Carlos. “El Papel de las Interconexiones Eléctricas. Operación, Gestión de las Congestionamientos y Mecanismos de Asignación de Capacidad” **in** GARCÍA DELGADO, José Luis; JIMÉNEZ, Juan Carlos [Coord.]. *Energía y Regulación en Iberoamerica*. Vol. I. Navarra: CNE/ARIAE/Thomson-Civitas, 2008, pp. 273-290.

SOLVER, Torbjörn. *Reliability in Performance-Based Regulation*. Licentiate Thesis to the Department of Electrical Systems, School of Electrical Engineering, KTH – Royal Institute of Technology. Stockholm, Sweden, 2005. Disponível em: <http://kth.diva-portal.org/smash/get/diva2:14598/FULLTEXT01>.

STIGLER, George. "The Theory of Economic Regulation" *in Bell Journal of Economics*, nº 2, 1971, pp. 03-21.

SULLIVAN, Michael; SCHELLENBERG, Josh. "Smart Grid Economics: The Cost-Benefit Analysis" *in Renew Grid*, abril/2011. Disponível em: <http://fscgroup.com/reports/2011-renew-grid-article.pdf>

SUNDFELD, Carlos Ari. "Introdução às Agências Reguladoras" *in* SUNDFELD, Carlos Ari [Coord.]. *Direito Administrativo Econômico*. São Paulo: Ed. Malheiros, 2000.

SUNSTEIN, Cass R. *The Cost-Benefit State*. Chicago Working Paper in Law & Economics, nº 39, 1997.

\_\_\_\_\_. *Risk and Reason. Safety, Law and the Environment*. Cambridge: Cambridge University Press, 2002.

\_\_\_\_\_. "Free Markets and Social Justice" *in* BREYER; STEWART; SUNSTEIN; VERMEULE. *Administrative Law and Regulatory Policy. Problems, Text, and Cases*. 6<sup>th</sup> ed. New York: Aspen Publishers, 2006.

SWORA, Mariusz. "Intelligent Grid: Unfinished Regulation in the Third EU Energy Package" *in Journal of Energy & Natural Resources Law*, vol. 28, nº 4, nov/2010, pp. 465-480.

\_\_\_\_\_. "Smart grids after the third liberalization package: current developments and future challenges for regulatory policy in the electricity sector" *in Yearbook of Antitrust and Regulatory Studies*, vol. V, 2011a, pp. 09-22. Disponível em: <http://ssrn.com/abstract=1962075>.

\_\_\_\_\_. *Intelligent Grid Regulation in the EU and in Poland – the Current Status*. PPT Presentation. Hungarian Energy Office: Workshop on Smart Metering – Smart Grid. Budapest, 2011b. Disponível em: [http://www.eh.gov.hu/gcpdocs/201105/m\\_swora\\_intelligent\\_grid\\_regulatory\\_status\\_20110427.pdf](http://www.eh.gov.hu/gcpdocs/201105/m_swora_intelligent_grid_regulatory_status_20110427.pdf).

SYNAPSE ENERGY ECONOMICS. *Performance-Based Regulation in a Restructured Electric Industry*. Prepared for the National Association of Regulatory Utility Commissioners. Cambridge, november/1997. Disponível em: <http://www.synapse-energy.com/Downloads/SynapseReport.1997-11.NARUC.PBR-in-a-Restructured-Electricity-Industry..97-U02.pdf>.

TOMAIN, Joseph P. “The Past and Future of Electric Regulation” *in Environmental Law*, vol. 32, 2002, pp. 435-474.

\_\_\_\_\_. “Steel in the Ground’: Greening the Grid with the iUtility” *in Environmental Law*, vol. 39, fall/2009, pp. 931-976. Disponível em: <http://ssrn.com/abstract=1550864>.

TORRITI, Jacopo; HASSAN, Mohamed G.; LEACH, Mathew. “Demand Response Experience in Europe: Policies, Programmes and Implementation” *in Energy*, vol. 35, issue 4, april/2010, pp. 1575-1583.

TRÉGUER, Félix. *Interoperability Case Study. The European Union as an Institutional Design for Legal Interoperability*. The Berkman Center for Internet and Society at Harvard University. Research Publication n°. 2012-18, sep/2012. Disponível em: <http://ssrn.com.ezp-prod1.hul.harvard.edu/abstract=2148543>.

TRIBUNAL SUPREMO DE ESPAÑA. Sala de lo Contencioso. Sección Tercera. Sentencia STS 7406/2012. Recurso 34/2011. Ponente EDUARDO ESPIN TEMPLADO. Julgado em 21 de novembro de 2012. Disponível em: <http://www.poderjudicial.es/search/doAction?action=contentpdf&databasematch=TS&reference=6557837&links=&optimize=20121130&publicinterface=true>.

TRILLIANT. *White Paper: Wireless WAN for the Smart Grid*. Disponível em: <http://www.trilliantinc.com/library-files/white-papers/WP-WirelessWANfortheSmartGrid.pdf>.



U.K. OFGEM – Office of Gas and Electricity Markets. *Further Details of the RPZ Scheme. Guidance Document*. 2005. Disponible em: <http://www.ofgem.gov.uk/Networks/Techn/NetworkSupp/Innovat/Documents1/10499-11805.pdf>.

\_\_\_\_\_. *Smart Metering Implementation Programme: Prospectus*, 2010a. Disponible em: [https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/42718/20-smart-metering-prospectus-condoc.pdf](https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/42718/20-smart-metering-prospectus-condoc.pdf).

\_\_\_\_\_. *Smart Metering Implementation Programme: Regulatory and Commercial Framework Consultation*, 2010b. Disponible em: [https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/42727/229-smart-metering-imp-regulatory-commercial.pdf](https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/42727/229-smart-metering-imp-regulatory-commercial.pdf).

\_\_\_\_\_. *Smart Metering Implementation Programme: Data Privacy and Security Consultation*, 2010c. Disponible em: <http://www.ofgem.gov.uk/serve/sm/Documentation/Documents1/Smart%20metering%20-20Data%20Privacy%20and%20Security.pdf>.

\_\_\_\_\_. *Smart Metering Implementation Programme: In-Home Display Consultation*, 2010d. Disponible em: [https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/42731/233-smart-metering-imp-in-home.pdf](https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/42731/233-smart-metering-imp-in-home.pdf)

\_\_\_\_\_. *Handbook for Implementing the RIIO Model*. 2010e. Disponible em: <http://www.ofgem.gov.uk/Networks/rpix20/ConsultDocs/Documents1/RIIO%20handbook.pdf>.

\_\_\_\_\_. *Smart Metering Consumer Protections Package – Statutory Consultation*, 2011a. Disponible em: <http://www.ofgem.gov.uk/Sustainability/SocAction/Publications/Documents1/Smart%20Metering%20Consumer%20Protections%20Package%20Statutory%20Consultation.pdf>.

\_\_\_\_\_. *Smart Metering Implementation Programme: Response to Prospectus Consultation*, 2011b. Disponible em: <https://www.gov.uk/government/uploads/system/uplo>

ads/attachment\_data/file/42734/1475-smart-metering-imp-response-overview.pdf.

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. *Smart Grid: Enabler of the New Energy Economy. A Report by the Electric Advisory Committee*, dec/2008. Disponível em: <http://energy.gov/sites/prod/files/oeprod/DocumentsandMedia/final-smart-grid-report.pdf>.

\_\_\_\_\_. Office of Fossil Energy's website. *Clean Coal Projects*. 2013. Disponível em: <http://energy.gov/fe/science-innovation/clean-coal-research>.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. *Smart Grid Legislative and Regulatory Policies and Case Studies*. Washington: Department of Energy, dec/2011. Disponível em: <http://www.eia.gov/analysis/studies/electricity/pdf/smartggrid.pdf>.

U.S. SUPREME COURT. *Bluefield Waterworks & Improvement CO. v. Public Service Commission of West Virginia et. al.*, 262 U.S. 679 (43 S.Ct. 675, 67 L.Ed. 1176).

\_\_\_\_\_. *Munn v. Illinois*, 94 U.S. 113 (1876) 94 U.S. 113.

UTRAY, Jorge Fabra. *¿Liberalización o Regulación? Un Mercado para la Electricidad*. Madrid: Marcial Pons, 2004.

VICENTE, Marta de Sousa Nunes. *A Quebra da Legalidade Material na Actividade Normativa de Regulação Económica*. Coimbra: Coimbra Editora, 2012.

\_\_\_\_\_. “O Princípio de Proteção da Confiança como Garantia Dinâmica” in RIBEIRO, Maria de Fátima; SILVA, Suzana Tavares da [Coord.]. *Trajectórias de Sustentabilidade – Tributação e Investimento*. Coimbra: Coimbra Editora, 2013, pp. 141-192.

VIEIRA DE ANDRADE, José Carlos. *Lições de Direito Administrativo*. 2 ed. Coimbra: Coimbra Editora, 2011.

VILAÇA, José Luís da Cruz. Paper “Regulação e Concorrência”. Disponível em: [www.fd.unl.pt/docentes\\_docs/ma/jlcv\\_MA\\_4003.doc](http://www.fd.unl.pt/docentes_docs/ma/jlcv_MA_4003.doc).

VOS, Ellen. “Market Building, Social regulation and Scientific Expertise: An Introduction” **in** JOERGES, Christian; LADEUR, Karl-Heinz; VOS, Ellen [Ed.]. *Integrating Scientific Expertise into Regulatory Decision-Making: National Traditions and European Innovations*. Baden-Baden: Nomos Verl.-Ges, 1997.

WILLIAMSON, Olivier E. 1976. “Franchise Bidding for Natural Monopolies – in General and with respect to CATV” in *Bell Journal of Economics*, n° 7, 1976.

\_\_\_\_\_. “The New Institutional Economics: Taking Stock, Looking Ahead” **in** *Journal of Economic Literature*, vol. XXXVIII, sep/2000, pp. 595-613.

WOKUTCH, Andreas S. V. “The Role of Non-Utility Service Providers in Smart Grid Development: Should They be Regulated, and If so, Who Can Regulate Them?” **in** *Journal of Telecommunications and High Technology Law*, vol. 9, 2011, pp. 531-571.

WORLD BANK. *World Development Report 1994. Infrastructure for Development*. New York: Oxford University Press, 1994.

WORLD ENERGY COUNCIL. *World Energy Perspective. Smart grids: best practices, fundamentals for a modern energy system*, 2012. Disponível em [http://www.worldenergy.org/documents/20121006\\_smart\\_grids\\_best\\_practice\\_fundamentals\\_for\\_a\\_modern\\_energy\\_system.pdf](http://www.worldenergy.org/documents/20121006_smart_grids_best_practice_fundamentals_for_a_modern_energy_system.pdf).

ZHANG, Zhen. “Smart Grids in America and Europe: Part 1. Similar Desires, Different Approaches.” **in** *Public Utilities Fortnightly*, jan/2011a, pp. 46-50. Disponível em: <http://ssrn.com/abstract=1799705>

ZHANG, Zhen. “Smart Grids in America and Europe: Part 2. Past Accomplishments and Future Plans.” **in** *Public Utilities Fortnightly*, feb/2011b, pp. 32-40. Disponível em: <http://ssrn.com/abstract=1799722>.

## ANEXO I

- O projeto-piloto Skegness, Lincolnshire, no Reino Unido, desenvolveu monitores de classificação dinâmica, monitorando em tempo real as condições climáticas e dinamicamente avaliando a classificação da linha e a capacidade das linhas existentes sem a necessidade de reforço físico. (U.K. em resposta à consulta realizada pela OECD (2011, p. 174).
- Tratando de um modelo piloto desenvolvido conjuntamente por Neptune RTS e Siemens para o estado de *New York*, BREUER *et al.* (2007, p. 23) exemplificam as funcionalidades da tecnologia HVDC [*high voltage direct current*]: “A interconexão Neptune HVDC é uma solução eficaz e ambientalmente compatível que irá ajudar a atingir as necessidades futuras. A baixa perda de transmissão de energia permite o acesso de várias fontes de energia, incluindo as renováveis. A interconexão é levada a efeito via combinação de cabos submarinos e subterrâneos diretamente para a rede de Nassau County, que avizinha a cidade de New York”.
- O projeto-piloto de *Isle of Wight*, no Reino Unido, vem desenvolvendo a “avaliação de performance de uma nova geração de automatização da rede para reconfigurar automaticamente a rede em seções isoladas (...). Auto-religadores irão detectar uma seção em falha, fechar para falhas temporárias, isolar falhas permanentes e reconfigurar a rede. O engenheiro de controle iria identificar somente falhas permanentes. O gerenciamento em tempo real da demanda e dos estrangulamentos da rede irão permitir um gerenciamento da demanda automatizado, facilitando questões associadas com a geração distribuída e o crescimento da demanda” (U.K. em resposta à consulta realizada pela OECD, 2011, p. 174)
- “O segmento inteligente da rede de transmissão é composto por uma supervia [*superhighway*], que irá entregar energia grossista ao longo de 765kilovolt (kV) linhas de transmissão de voltagem extra alta (extra high voltage [EHV]). Essas linhas aumentarão a eficiência energética, já que uma linha EHV pode transmitir tanta energia quanto seis hoje existentes linhas de 345 kV e podem reduzir a

extensão das linhas de transmissão a um fator de quase quatro para um” (TOMAIN, 2009, p. 934)

- Em Martham, Norfolk, Reino Unido, “um avançado sistema de controle de voltagem da rede foi instalado para permitir a conexão de fazendas de energia eólica [*wind farms*] adicionais à uma já existente rede de média tensão. No sistema de “finas sintonias” [*finetunes*] a voltagem da fonte da subestação varia de acordo com os influxos [*inputs*] dos geradores, prevenindo, assim, questões de majoração da voltagem. Um sistema de bateria de armazenamento de *Lithium Ion* está agora sendo instalado, o qual irá mitigar a intermitência dos influxos das centrais e viabilizar posteriormente a conexão de geração distribuída. A tecnologia tem grande potencial de aplicação em redes de média tensão rurais” (U.K. em resposta à consulta realizada pela OECD, 2011, p. 174).
- Cf. um relatório da FERC (2008, p. 13) respeitante à instalação de AMIs pelas *utilities* estadunidenses, as tecnologias HAN foram implementadas em menos de 5% dos casos. Isso resulta que “muito poucas operadoras [*utilities*] que implemetaram *smart meters* também implementaram tecnologia HAN que permitiria aos consumidores fazer algo com o seu *smart meter* que não simplesmente contemplá-lo”

## ANEXO II

- No Projeto *Duke Energy Carolinas Grid Modernization Project*, em North e South Carolina, USA, o resultado auferido pelos consumidores testados foi “abaixo do ideal”, registrando-se inúmeras reclamações através do *call center* da operadora. A única medida adotada para informação dos consumidores foi uma página FAQ (frequently asked questions) sobre smart grids no sítio web da companhia. Há, inclusive, dois casos de ações judiciais de consumidores contra operadoras de projetos-piloto nos estados do Texas e Califórnia em razão dos aumentos astronômicos nas contas de eletricidade após a instalação de medidores inteligentes. Por outro lado, há inúmeras experimentações muito bem-sucedidas.
- O projeto *BPA Pacific Northwest GridWise™ Demonstration Project* na *Olympic Peninsula* em Washington, USA, houve uma redução média de \$ 40,64 nas contas mensais de energia elétrica dos consumidores, e no projeto *SRP Smart Grid Project*, em Arizona, houve uma altíssima taxa de aprovação dos consumidores, com 93% afirmando utilizar energia de forma mais sábia. As medidas para informação e educação dos consumidores foram inúmeras, como a criação de um *website* com um tutorial de *smart meters*, FAQ e um guia sobre o que esperar durante a instalação, a existência de um portal web e de um sistema de notificações pro email através do qual os consumidores podiam acessar os dados das tarifas, para a instalação dos medidores os consumidores receberam um *post card* com antecedência de uma semana e um *door hanger* após a instalação com informações gerais sobre a nova tecnologia e puderam acessar uma página adicional com a primeira conta de energia elétrica explicando os benefícios dos *smart meters*.
- Na Dinamarca, o *SEAS-NVE Cell Project* teve um taxa de 99,5% de aceitação pelos consumidores e 16% em economias de energia, tendo sido incentivado desde o início do projeto a participação e engajamento dos consumidores, incluindo a educação dos consumidores pelos próprios profissionais incumbidos da instalação dos *smart meters*.

### ANEXO III

- O projeto *SRP Smart Grid Project*, no Arizona, USA, testou em larga escala a modelagem pré-paga de energia elétrica com pequenos consumidores, obtendo uma aprovação de 88% do total de consumidores. O sistema funciona da seguinte forma: utilizando um *SRP M-Power smart card*, os consumidores podem comprar energia quando necessário, na quantidade desejada, em mais de 100 máquinas *SRP PayCenter* similares a caixas eletrônicas (ATMs) presentes em mercados, lojas de conveniências, etc. Um IHD é utilizado para monitorar os custos e o uso de energia e nenhuma fatura ou taxas posteriores são cobradas, simplificando sobremaneira o relacionamento com as operadoras. O programa foi tão bem sucedido que a partir de meados de 2010 mais de 100.000 mil consumidores aderiram ao programa pré-pago, o qual tem uma das maiores avaliações de satisfação dos consumidores de todos os programas oferecidos pela SRP.

## INTRODUÇÃO

O sistema elétrico em sua formatação hodierna já não é mais capaz de fazer frente às demandas da sociedade contemporânea.

O modelo atual, com efeito, possui inúmeras deficiências estruturais que impedem o seu desenvolvimento eficiente e entravam a realização dos objetivos, interesses e necessidades coletivas que pertinem ao setor elétrico.

Em primeiro lugar, a impossibilidade/onerabilidade de armazenamento eficiente da energia elétrica impõe que o sistema tenha capacidade de gerar, transmitir e distribuir volumes máximos de energia para fazer frente aos picos máximos de consumo, ensejando, de um lado, o emprego de complexos – e custosos – sistemas de balanceamento a fim de que a relação entre demanda e oferta seja contínua, instantânea e incessantemente harmonizada<sup>1</sup> e, de outro lado, um sobre-investimento em capacidade que é aproveitada somente em determinados períodos do dia ou do ano, permanecendo *ociosa* nos períodos de consumo menos intenso.

Por sua vez, a formatação em rede do sistema, a natureza imaterial – que promove um desacoplamento de identidade entre o produto gerado e o efetivamente consumido – e essencial da energia elétrica e a inelasticidade da demanda<sup>2</sup> mitigam substancialmente a incidência de uma racionalidade pura de mercado às atividades componentes do sistema elétrico e limitam os incentivos à efetiva concorrência no setor, tendo em vista a configuração de um monopólio natural<sup>3</sup> relativamente à operação da rede (em sede de transmissão e de distribuição), as reduzidas possibilidades de diferenciação do produto e dos preços ofertados e a incidência de obrigações de serviço público<sup>4</sup> ou de serviço universal<sup>5</sup> que recaem sobre os respectivos prestadores.

---

<sup>1</sup> SILVA (2011, p. 73).

<sup>2</sup> TOMAIN (2002, p. 454)

<sup>3</sup> Os monopólios naturais são tais que “a diminuição ótima de vantagens da produção por uma segunda empresa é tão grande em relação ao mercado, que só existe lugar economicamente viável para uma única empresa. O custo da produção de uma única empresa será neste caso inferior àquele que deveriam suportar as duas firmas concorrentes” (DERANI, 2002, p. 206-207)

<sup>4</sup> Os princípios norteadores dos serviços públicos foram congregados nas Leis de Rolland: continuidade, igualdade e mutabilidade (ROLLAND, 1947, p. 19-20), a que se acrescem obrigações de acessibilidade, universalidade e modicidade tarifária.

<sup>5</sup> Cf. Comunicação da Comissão sobre Serviços de Interesse Geral na EU (2001/C 17/04), o serviço universal visa às finalidades de equidade, universalidade, continuidade, adaptabilidade e transparência na gestão e na fixação dos preços e financiamento e controle por organismos independentes daqueles que operam os serviços.



A estas complexidades estruturais, acoplaram-se, nas últimas décadas, problemas adicionais provindos do crescimento exponencial do consumo<sup>6</sup>, do envelhecimento e da sobrecarga das linhas de distribuição e transmissão, do aumento dos custos operacionais<sup>7</sup> e dos cada vez mais intensos avanços na incorporação de fontes menos poluentes à matriz energética.

Tais dificuldades fizeram assomar verdadeiro trilema<sup>8</sup> entre os valores hoje essenciais na seara energética: a segurança e confiança no abastecimento, a acessibilidade e a sustentabilidade ambiental.

Em razão da saturação da rede, a resposta ao crescimento e aos picos de consumo já não pode se dar, como outrora, unicamente do lado da oferta via edificação de novas plantas geradoras – o que se reforça por aspirações de cunho ambiental, particularmente no que tange às termoelétricas, as quais, embora sejam menos custosas, de mais rápida construção e passíveis de serem instaladas mais próximas dos principais centros de consumo e despachadas quase que instantaneamente, são mais poluentes<sup>9</sup>.

Por outro lado, a incorporação de fontes renováveis (destacadamente a eólica e a solar), apesar de atender a objetivos de sustentabilidade ambiental, gera problemas de confiabilidade e segurança do abastecimento, dada a sua natureza de geração intermitente<sup>10</sup> que normalmente não coincide com os períodos de pico na demanda e que não pode ser diretamente controlada (despachada) pelo operador do sistema<sup>11</sup>, além de majorar consideravelmente os custos a serem pagos pelos consumidores, face aos vultosos investimentos necessários à construção de tais plantas, devido à alta tecnológica empregada, e

---

<sup>6</sup> v. BEATO; MERINO (2008)

<sup>7</sup> U.S. DEPARTMENT OF ENERGY (2008, p. 1)

<sup>8</sup> POUDINEH; JAMASB (2012, p. 1)

<sup>9</sup> Algumas tecnologias já vêm sendo desenvolvidas para mitigar os impactos da queima de carbono e derivados na produção termoelétrica mediante a remoção ou redução de emissões de gases poluentes para a atmosfera, tais como lavagem de carbono, que remove minerais indesejados e permite a separação de impurezas da matéria-prima; precipitadores electrostáticos, que capturam partículas poluentes; e a gasificação, ou *integrated gasification combined cycle*, em que o vapor e o ar quente, ou oxigênio, pressurizado se combinam com o carvão em uma reação química que rompe as moléculas de carvão, criando o denominado *syngas*, que é uma mistura de monóxido de carbono e hidrogênio, que, mais limpo, é queimado para a geração de energia com impactos mais reduzidos ao meio ambiente. (U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2013).

<sup>10</sup> “A rede de hoje foi projetada para mover energia a partir de fontes de abastecimento centralizadas e carregamentos fixos e previsíveis; isto faz com que seja desafiador para a rede aceitar injeções de energia por muitas fontes distribuídas ao longo da rede. E porque recursos como energia solar e energia eólica são intermitentes, a rede exige monitoramento integrado e controle, bem como integração com uma subestação de automação, para controlar diferentes fluxos de energia e planejar a capacidade de reserva [*standby capacity*] para complementar a geração intermitente” (U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2008, p. 8). **Esta e todas as demais traduções realizadas no presente trabalho são de natureza livre.**

<sup>11</sup> OECD, 2011, p. 11

à interligação à rede, tendo em vista, como regra, sobretudo na matriz eólica, se situarem em sítios esparsos e mais afastadas dos grandes centros urbanos.

A composição destes diferentes valores em conflito reclama, assim, um sistema hábil a, concomitantemente, integrar plenamente as matrizes renováveis, expandir a capacidade e a estabilidade de potência da rede, reduzir os níveis de consumo (maximamente em horários de pico) e monitorar e equilibrar eficientemente a relação entre demanda e oferta – o que o atual modelo energético unidirecional e analógico não é capaz de prover.

A implementação das *smart grids*, com a incorporação às redes energéticas tradicionais de novas tecnologias e de uma plataforma digital de informação e comunicação, permitirá a criação de um fluxo bi-direcional de energia, dados e informações entre os operadores e os usuários e um controle mais intenso, autonomizado e eficiente do sistema, potencializando, conforme aprofundaremos no curso do presente, a proliferação de núcleos de autoprodução e geração distribuída, a estabilização e o armazenamento das ofertas de energia intermitente, a atuação mais responsiva por parte dos consumidores aos sinais de oferta, o aprimoramento e surgimento de novos serviços prestados ao usuário final, a dinamização da concorrência no setor, a redução de perdas, o aumento da eficiência na transmissão e distribuição e a integração de diferentes e diversificadas matrizes energéticas, inclusive renováveis.

As redes inteligentes, portanto, prometem equiponderar os diferentes valores hoje em conflito na seara elétrica e responder às exigências de qualidade, confiabilidade, sustentabilidade e eficiência do sistema, emergindo daí inequivocamente a importância de seu estudo e sistematização e, conseqüentemente, a relevância acadêmica do presente trabalho, que se propõe a perquirir os principais desafios impostos ao regulador para viabilização do desenvolvimento das *smart grids* e propor percursos e soluções a serem adotados com vista a garantir todos os potenciais benefícios propiciados por estas novas tecnologias.

O presente estudo afigura-se especialmente pertinente porquanto as experiências colhidas de projetos-piloto que tenham implementado total ou parcialmente as *smart grids* e o avanço na instalação e operação de medidores inteligentes em diversos países patentearam inúmeras as falhas e limitações do modelo regulatório tradicional do setor elétrico.

De fato, em inúmeros casos, os prestadores sustaram projetos de implementação de *smart grids* em virtude de indefinições quanto às responsabilidades dos agentes envolvidos e às tecnologias aplicáveis e aceitáveis no setor e em razão da inexistência ou insuficiência de

financiamento e de retorno dos investimentos inicialmente realizados<sup>12</sup>, colocando-se a dúvida sobre como seria garantida uma remuneração justa dos operadores pelos serviços prestados se, nas tarifas tradicionais usualmente em vigor, a contrapartida paga se encontra proporcionalmente atrelada ao volume de energia gerada/transmitida/distribuída/ofertada e um dos principais escopos das *smart grids* é reduzir sensivelmente o consumo de energia elétrica.

Verificou-se, ainda, em alguns projetos, um alto índice de insatisfação e preocupação dos usuários quanto ao aumento das tarifas de energia elétrica, à operabilidade dos medidores inteligentes e à privacidade e segurança dos dados transmitidos aos fornecedores<sup>13</sup>. Por outro lado, exsurgiram, por parte dos operadores, questionamentos no tocante à propriedade, acesso, responsabilidades e armazenamento do grande volume de informações e dados colhidos.

De resto, em experiências de microgeração e geração distribuída, manifestaram-se indefinições quanto à obrigação de interconexão, ao preço e à forma de recompensa pela energia fornecida ao sistema, inexistindo ainda respostas prontas e adequadas em quaisquer destes casos nos ordenamentos setoriais ora em vigor<sup>14</sup>.

Portanto, a mudança paradigmática do sistema energético cria novos desafios que devem ser adequados e eficientemente endereçados, demandando um esforço estruturante intenso das instâncias normativas para construir um novo marco legislativo-regulatório que seja condizente com as dinâmicas relações e possibilidades que as *smart grids* propiciam e dependem para triunfar, capaz de conferir a segurança e o incentivo necessários ao aporte de recursos na remodelagem e constante atualização da rede e hábil a fomentar e extrair os maiores benefícios do novo modelo aos usuários e à coletividade.

Malgrado sejam inúmeras as questões que se colocam à solução regulatória, a análise ora empreendida confina-se, em virtude do escopo típico de uma monografia e da limitada extensão admitida à presente dissertação, àquelas que reputamos como mais relevantes e urgentes, por consubstanciarem a base estruturante do novo modelo de setor elétrico. Por isso, repousaremos os nossos esforços sobretudo nas matérias atinentes ao financiamento e à organização adequada do setor elétrico, verificando de que modo as escolhas possíveis ao regulador poderão promover a gestão e operação eficientes das redes inteligentes.

---

<sup>12</sup> U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (2011)

<sup>13</sup> ZHANG (2011b, p. 33)

<sup>14</sup> Vale ressaltar nota extraída de relatório da OECD (2011, p. 212) de que “políticas públicas e arranjos regulatórios são as mais largas barreiras à emergência das *smart grids*. A fragmentação da indústria elétrica tornou mais difícil a coordenação e o acesso de algumas partes aos benefícios financeiros que podem advir das mudanças do sistema. Além disso, alguns aspectos do uso das *smart grids* podem não ser palatáveis aos consumidores se não manejados correctamente [pelos reguladores]”

Propomo-nos, então, a averiguar a (in)adequação do modelo regulatório tradicional para endereçar estas matérias e, com base em relatórios de projetos-piloto e em propostas regulatórias já formuladas (em vigência ou não) por ordenamentos jurídicos com experiência e edificação avançada do modelo das *smart grids*, indicar possíveis caminhos ou soluções para tais questões.

Diante deste escopo, faz-se mister, antes de adentrarmos propriamente no tema, a ressalva de que, apesar de as matérias aqui versadas serem também afetas a disciplinas técnicas, não analisaremos a validade e adequação de modelos regulatórios à luz da economia, da engenharia ou da tecnologia de informação; diversamente, tomando por base os estudos e conclusões já apresentados por especialistas nestas áreas, enfocaremos a adequação e o cabimento dos possíveis modelos técnicos à luz dos princípios, valores e objetivos *jurídicos* que lastreiam e fundamentam as *smart grids* e o mercado elétrico como um todo.

Vale, também, a nota de que as propostas e soluções aqui aventadas não são nem as únicas passíveis de serem aplicadas, tampouco universalizáveis sem a devida acomodação e adaptação às peculiaridades dos diversos ordenamentos nacionais. A experiência no campo das redes inteligentes, nomeadamente na seara regulatória, é, ainda, muito limitada, havendo amplo espaço para o desenvolvimento de outras soluções inovadoras e criativas decorrentes da prática e do aprimoramento do setor.

Ademais, as escolhas a serem feitas pelos reguladores dependerão dos contextos político, tecnológico, cultural, social, jurídico e econômico em que se situam, inexistindo fórmulas fechadas que possam ser transplantadas sem o devido estudo do ambiente regulado e dos impactos (positivos e negativos) que as novas medidas regulatórias terão o condão de gerar em cada jurisdição.

Contudo, alguns contornos e direcionamentos gerais já começam a emergir para o modelo das *smart grids* e é sobre eles que calcaremos a nossa exposição, a qual se organizará, em primeiro plano, a partir da apresentação do conceito de *smart grids*, dos seus elementos e funcionalidades e das principais inovações que ensejarão uma mudança no arcabouço regulatório e na própria arquitetura do mercado elétrico, sobretudo em matéria de financiamento da instalação e manutenção das redes inteligentes.

Em segundo plano, analisaremos os principais núcleos problemáticos da regulação da rede elétrica, discorrendo sobre os diferentes tipos de modelagem do regime de bens, habilitação e tarifação passíveis de serem aplicados, investigando qual(quais) dele(s) se afigura(m) mais apropriado(s) à dinâmica das *smart grids*.

Finalmente, examinaremos que mudanças deve sofrer a estrutura regulatória para se adequar a esta nova realidade, elucidando de que forma uma regulação de performance e de resultados poderá melhor atingir os objetivos públicos, evidenciando as novas lógicas de que se deverá valer o regulador para fazer frente à reestruturação do mercado energético e examinando novos formatos regulatório-tarifários necessários a desenvolver as potencialidades e diferentes dinâmicas das redes inteligentes.

## PARTE I – AS *SMART GRIDS*: CONCEITO E INTRODUÇÃO AOS DESAFIOS REGULATÓRIOS

### 1. *Smart grids*: definição, elementos e vantagens

Não há, ainda, nem perante a doutrina<sup>15</sup>, nem perante órgãos oficiais<sup>16</sup>, uma harmonização conceitual das *smart grids*.

São elas, muitas vezes, confundidas ou limitadas conceitualmente à implementação de *smart meters* ou *advanced meter infrastructures* (AMIs) e, outras vezes, restringidas às *home areas networks* (HANs) ou às *wide-areas network* (WANs) – noções que delimitaremos à frente –, considerando apenas as tecnologias empregadas para comunicação entre o usuário final, os núcleos de micro-geração ou geração distribuída e o distribuidor.

Sem dúvida, impactos substanciais – senão os principais – das redes inteligentes serão experimentados na última milha, consoante demonstraremos adiante. Entretanto, entendemos que as *smart grids* devam ser estudadas – e, sobretudo, reguladas – sem desguardar a sua natureza de *sistema em rede*, que implica uma inter-relação e uma interconexão indissociáveis entre todos os atores, infraestruturas e elementos que compõem o sistema elétrico.

Os sensores, *hardwares*, *softwares* e diversas tecnologias computacionais utilizadas na expansão da capacidade, na comunicação e no diálogo entre geradores e os demais integrantes do sistema, no controle, monitoramento e análise das linhas de transmissão, centrais de distribuição, pontos de acesso, etc., não só integram, como são dispositivos essenciais ao bom funcionamento e à otimização de todo o sistema<sup>17</sup>.

Por este motivo, optamos por uma definição compreensiva e abrangente das redes inteligentes, como o conjunto de todas as tecnologias digitais de comunicação bi-direcional, de controle, análise e monitoramento automatizados do sistema acopladas à rede energética analógica para integrar inteligente e eficientemente “as ações de todos os usuários e

---

<sup>15</sup> v., p. ex., HAUSER; CRANDALL (2012, p. 3-28); MOMOH (2012, p. xiii e 1); GELLINGS (2009, p. 1); POUDINEH; JAMASB (2012, p. 3); ZHANG (2011a, p. 46); OECD (2011, p. 12); FERREY (2012, p. 4)

<sup>16</sup> O *U.S. Energy Independence and Security Act* (2007), título XIII, seção 1306(d), abarca nada menos que oito conceitos de “*smart grid functions*”, assinalando, ao final, que poderão ser integradas ainda quaisquer outras funções que o Secretário de Energia possa identificar como sendo necessárias ou úteis para a operação de uma *Smart Grid*. Na União Européia, p. ex., as definições levadas a cabo pelo ERGEG (2009, p. 11-12) e pela *EU Commission Task Force for Smart Grids* (2010, p. 6) também divergem, ainda que não substancialmente.

<sup>17</sup> “Enquanto muitos operadores fizeram dos AMI seu primeiro passo, estes são apenas uma parte do conjunto da tecnologia *smart grid*, que também inclui tecnologias de detecção e de medição, componentes avançados (supercondutividade, armazenamento, eletrônicos de potência e diagnósticos), sistemas de automação de distribuição, *end-use* tecnologias, como aparelhos inteligentes e sistemas de controle avançados para edifícios, geração distribuída e sistemas de comunicação integrada” (REGULATORY ASSISTANCE PROJECT, 2009, p. 1)

operadores a elas conectados (geradores, consumidores, transmissores, distribuidores, fornecedores e terceiros prestadores de serviços), a fim de garantir um sistema elétrico economicamente eficiente e sustentável com baixas perdas e altos níveis de qualidade, segurança no abastecimento e segurança”<sup>18</sup>.

Não se trata, assim, de meros aprimoramento e atualização tecnológicos dos equipamentos que já compõem a infraestrutura da rede elétrica, mas da adesão de uma plataforma digital integrada que atribuirá novas funcionalidades e dimensões ao sistema e modificará profunda e definitivamente os serviços e relações intersubjetivas que têm lugar neste mercado<sup>19</sup>.

As tecnologias desenvolvidas até o momento para estes fins são diversas, em número e funções. Vão desde monitores para classificação dinâmica das linhas em relação às condições climáticas, até eletrodomésticos e eletroeletrônicos capazes de funcionar (serem ligados/desligados, terem sua potência reduzida/majorada) automaticamente, mediante estímulos diretos do sistema ou ordem eletrônica (via email, sms, etc) emitida pelo proprietário.

Todas estas tecnologias atribuem às redes três características a partir das quais as principais funcionalidades e vantagens do sistema irão germinar: o fluxo de informações em tempo real, a capacidade de auto-cura (*self-healing*) e as comunicações bi-direcionais de energia e informações entre o usuário final e a rede.

Iremos aqui, porém, analisar unicamente as inovações e tecnologias que maiores desafios geram aos reguladores, atrelando o seu exame ao escopo final deste trabalho<sup>20</sup>.

As primeiras delas são, no campo da distribuição e do fornecimento, os medidores inteligentes (*smart meters*), equipamentos que, tal como os medidores analógicos, realizam a leitura do consumo – e, se for o caso, da produção – de energia elétrica pelos usuários finais; porém, diferentemente daqueles, em virtude de realizarem a leitura de dados de forma digital

---

<sup>18</sup> ERGEG (2009, p. 12)

<sup>19</sup> Cf. ERGEG (2009, p. 6-7), “a futura *smart grid* será estruturalmente muito semelhante à rede ‘convencional’ de hoje. Ela será construída de alumínio, cobre e ferro e terá muito alta tensão, alta capacidade de circuitos para transferência de grandes volumes de energia em todo o país e entre países, e redes de média e baixa tensão para conectar a maioria dos consumidores. Uma das principais diferenças, contudo, será a adição de uma rede de comunicações à rede de eletricidade. Isto permitirá o controle inteligente da geração e da demanda, bem como da configuração da rede e a recuperação após falhas. (...) Mesmo que não haja nenhuma mudança substancial na ‘arquitetura’ física das redes de energia elétrica (ou seja, “hardware”), haverá uma mudança de paradigma na forma como as redes de eletricidade serão planejadas, operadas e mantidas no futuro”. E acrescenta: “Embora os elementos de inteligência também existam em muitas partes das redes já existentes, a diferença entre a grade de hoje e de uma rede inteligente do futuro é, principalmente, a capacidade da rede para lidar com mais complexidade que hoje de uma forma eficiente e eficaz” (p. 11)

<sup>20</sup> Sobre as diversas tecnologias empregadas, v. Anexo I para experiências em projetos-piloto e MOMOH (2012, p. 16-27, 51-98, 100-159)

e estarem conectados diretamente à rede, viabilizam não só a coleta mais exata e pormenorizada dos fluxos de energia, como emitem sinais e informações constante e diretamente ao sistema, tornando despiciente a sua leitura manual ao fim do mês ou de período predeterminado para o lançamento da fatura.

Além disso, *i.e.* além de emitirem informações ao sistema, são também capazes de receber dados e informações do sistema – daí a natureza bi-direcional das comunicações –, podendo informar ao usuário final a variação do preço da energia periodicamente (de 3 em 3, de 5 em 5 minutos, ou de hora em hora, p. ex., a depender de sua programação), o histórico de consumo e os valores acumulados a serem pagos.

Tais equipamentos, portanto, possuem duas principais funções: “fornecer dados sobre uso de energia aos consumidores (usuários finais) para ajudar a controlar o custo e o consumo; enviar dados aos fornecedores para fins de controle de demanda, requerimentos de fornecimento em horários de pico e desenvolvimento de estratégias de fixação de preços baseadas nas informações de consumo e/ou em leituras de dados automatizadas”<sup>21</sup>.

A sua inovação não repousa apenas em viabilizar uma maior quantidade de informações acerca do sistema, mas uma informação de melhor qualidade, mais precisa e mais atempada, que flua bidirecionalmente, permitindo ao operador do sistema “planejar, desenhar e operar de forma mais rápida, inteligente e mais eficiente”<sup>22</sup>.

A comunicação bi-direcional entre rede e usuário final, em consequência, viabiliza um conhecimento mais profundo e em tempo real, da parte do fornecedor, sobre as exigências e volumes de consumo individuais e possibilita tanto compatibilizar de forma automatizada e quase instantânea demanda e oferta, quanto fixar preços condizentes com os padrões da demanda, a fim de atrelar o preço final ao custo real da energia em cada momento.

Além disso, a ligação digital dos *smart meters* à rede permite aos fornecedores ligá-los e desligá-los remotamente, sem a necessidade de intervenção física de funcionários da operadora, o que tem o condão de melhorar a qualidade e a celeridade de serviços mas, ao mesmo tempo, gera profundas complexidades no que tange à possibilidade de desligamento remoto e automático no caso de débitos ou excesso de consumo, que deverão ser devidamente endereçadas pelo regulador.

Da parte dos consumidores, a recepção de sinais periódicos da rede quanto ao custo e o volume histórico e real de consumo permitir-lhes-á tomar decisões informadas e gerenciar de forma direta e ativa a sua demanda, seja para reduzi-la globalmente, seja para adaptá-la aos

---

<sup>21</sup> MOMOH (2012, p. 21)

<sup>22</sup> HAUSER; CRANDALL (2012, p. 4)



momentos do dia em que o preço da energia se verifique mais reduzido (v.g. programar para operar equipamentos eletrônicos que demandem alto volume de energia – máquinas de lavar roupas e louças, aquecedores e ar-condicionados, etc. – quando o preço da energia for o menor possível), contribuindo decisivamente para o incremento da eficiência energética.

Ademais, segundo melhor explicaremos à frente, as redes inteligentes viabilizarão a integração eficiente da geração distribuída ao sistema, permitindo que cada vez mais consumidores se tornem, também, produtores de energia elétrica, podendo injetá-la no sistema e, conseqüentemente, ser remunerados por isso.

Nesse particular, os sinais de preço emitidos pelos *smart meters* viabilizarão aos consumidores-produtores (*prosumers*<sup>23</sup>) eleger os momentos do dia em que será economicamente eficiente utilizarem a energia por si produzida (v.g. por painéis solares no teto das residências) ou armazenada (v.g., em baterias de carros elétricos), adquirirem energia do sistema ou injetarem a energia produzida ou armazenada no sistema, recebendo a respectiva contrapartida financeira.

Logo, os *smart meters* servirão à medição tanto da energia efetivamente consumida, quanto da energia fornecida ao sistema e da respectiva voltagem local em tempo real, contribuindo, em última instância, não só para a dinamização do mercado energético, como para o balanceamento geral da rede e entre a demanda e a oferta.

Arelada às funcionalidades dos *smart meters* há as AMIs, que são o conjunto formado por aqueles, a rede e a infraestrutura de comunicação e informação; *i.e.* a plataforma que permite a comunicação de dados e informações do consumidor para o fornecedor e vice-versa e emite as respostas correspondentes autonomizadamente. Nas palavras de POUDINEH e JAMASB (2012, p. 7), “Essas infraestruturas juntas permitem um imediato *feedback* quanto ao preço, quedas de energia e qualidade da energia, viabilizando que o fornecedor do serviço enderece rapidamente as deficiências da rede e as respostas dos consumidores às variações de custo de fornecimento”.

*Smart meters* e infraestruturas AMIs, no entanto, não são capazes de, sozinhos, atingir as principais funcionalidades das *smart grids* se não forem acompanhadas da implementação de uma *Home Area Network* (HAN), que consiste no conjunto de equipamentos e aplicações eletroeletrônicos interconectados dentro de uma residência. Abarca os *smart meters*, as *smart appliances*, os *In-Home display* (IHD) e a rede digital conectada à internet (*web*) que

---

<sup>23</sup> A expressão refere à nova postura pró-ativa que se espera dos consumidores com o advento das *smart grids*, tornando-se verdadeiros atores do sistema (NEGERI; BAKEN, 2012, p. 73)

monitora e realiza a comunicação integrada dos dados e informações geradas<sup>24</sup>, podendo ou não integrar a micro-geração ou geração distribuída (sobre a qual nos debruçaremos mais à frente).

*Smart appliances* são eletrodomésticos e eletroeletrônicos (geladeiras, máquinas de lavar, computadores, lâmpadas, baterias, etc.) sensíveis às variações do sistema, *i.e.* da rede de energia elétrica, e capazes de responder aos seus sinais. Uma vez integrados à rede digital, podem operar automaticamente ou ser programados para entrarem em funcionamento ou desligarem, reduzirem ou aumentarem a sua potência de acordo com as variações do preço da energia e da frequência da rede, levando à potencialidade de reduzir drasticamente o volume de consumo nos horários de picos (em que o custo da energia é mais alto) e durarem mais tempo, em razão de sua qualidade de “auto-proteção” quanto às variações de voltagem e frequência.

Os IHDs são aplicativos que permitem ao usuário verificar os níveis de consumo de energia (total ou por equipamentos específicos, p. ex.), podendo ser mais ou menos elaborados, com gráficos, comparações com consumos históricos, etc.

Congregando todas estas funcionalidades, as HAN, então, são uma “rede eletrônica de informação conectada a um controle central que age como um sistema de gerenciamento de energia [*Energy Management System (EMS)*]. (...) O EMS é um processor de decisões que controla o uso da energia no prédio, organiza as respostas da demanda aos sinais da rede, controle a geração distribuída, o carregamento e armazenagem de veículos elétricos e produz uma interface com os mercados retalhistas de eletricidade. O EMS é um dispositivo inteligente que atua como coordenador dos equipamentos que englobam a HAN. Mantém regras previamente definidas pelo usuário quanto à temperatura ambiente, assim como quanto os equipamentos e outras fontes de consumo devam ou não ser desligados. Estas regras podem ser baseadas no preço da eletricidade para um momento particular (e.g., quando exceder certo limite), ou condições correntes (e.g., a hora do dia que uma determinada atividade usualmente é realizada), ou em resposta a um comando de um agente externo (e.g., uma ordem de redução de um provedor de serviço)”<sup>25</sup>.

É, assim, a integração e conexão entre *smart meters*, *smart appliances* e o monitoramento digital e em tempo real destas aplicações, ligadas a um gerenciador central, que permite aos usuários efetivamente controlarem a demanda, o consumo e a produção à

---

<sup>24</sup> MOMOH (2012, p. 18)

<sup>25</sup> REGULATORY ASSISTANCE PROJECT (2009, p. 6-15)

vista dos sinais de preço emitidos pela rede e ativá-los como atores efetivamente participantes do sistema.

Subindo na escala de dimensão geográfica, há a *Wide-Area Network* (WAN)<sup>26</sup>, que consiste em uma rede de comunicações à rede de distribuição, englobando todas as subestações e realizando interfaces com os diversos equipamentos e agentes que operam em conexão com a distribuição (produtores de geração distribuída, armazenadores, bancos de capacidade, transformadores, religadores, etc).

Enfim, a WAN agregará todas as HANs ao sistema de distribuição, abarcando tanto tecnologia de comunicação bi-direcional, quanto sensores e monitores computadorizados para avaliar a qualidade da energia fornecida, garantir a estabilidade da rede, identificar quedas de energia, isolar regiões com falhas e restabelecer à normalidade o sistema.

As comunicações bi-direcionais no seio da WAN podem ser realizadas mediante diferentes tipos de plataforma: *wired*, *wireless* e *power line communication* (PLC). Nas duas primeiras, são utilizadas as redes de telefonia, internet e rádio já implementadas; no último caso, a comunicação é realizada através das próprias redes de energia elétrica, que passam também a transmitir dados e até voz.

No plano da operação da rede – transmissão e distribuição –, a infraestrutura da *smart grid* contém sensores digitais que “detectam flutuações na oferta e demanda, modificam a rota das correntes eléctricas para regiões de alta demanda e ao redor de zonas experimentando distúrbios, ativam controladores que podem iniciar o despacho de geradores”<sup>27</sup>, tecnologias que isolam e auto-restauram o sistema e realizam um auto-diagnóstico do sistema, além de tecnologias que expandem a capacidade da rede, reduzem perdas e melhoram o fluxo das correntes, sobretudo na seara da alta-tensão.

Estas inovações permitirão não só aumentar a capacidade, a estabilidade e a resiliência do sistema, melhorando a qualidade dos serviços e fomentando o crescimento da economia como um todo<sup>28</sup>, como potencializarão uma maior integração de diversas (em número e tipo)

---

<sup>26</sup> MOMOH (2012, p. 17)

<sup>27</sup> FERREY (2012, p. 4)

<sup>28</sup> Cf. ZHANG (2011b, p. 7), “a queda de energia na Costa Leste dos Estados Unidos e Canadá em 2003 custou de \$7 a \$10 bilhões. No total, quedas de energia custam pelo menos \$100 bilhões por ano, em média”. Cf. GALVIN ELECTRICITY INITIATIVE (p. 5), “As tecnologias *smart grid* irão reduzir custos de distúrbios de energia à Economia dos Estados Unidos na ordem de \$49 bilhões por ano”, reduzindo também “a necessidade de massivos investimentos em infraestrutura entre \$46 bilhões e \$117 bilhões nos próximos 20 anos”.

fontes de energia, sejam elas localizadas mais próximas ou afastadas dos grandes centros de consumo, sejam elas contínuas ou intermitentes, como as renováveis<sup>29</sup>.

Especificamente no plano da geração, as inovações integrantes das *smart grid*, por fornecerem informações precisas e em tempo real relativamente ao volume de consumo e à demanda e oferta, permitem melhor equalizar a relação entre a energia produzida e a energia consumida – racionalizando e tornando mais eficaz, assim, a operação do sistema e as ordens de despacho – e, conseqüentemente, integrar nas bases formadoras da tarifa os reais custos de geração de energia elétrica em cada momento – os quais hodiernamente são praticamente virtuais, pagando os consumidores uma tarifa que não corresponde aos efetivos custos incorridos pelo produtor, sobretudo em horários de pico.

Vêm sendo, ainda, desenvolvidas tecnologias de armazenamento de energia na rede mais eficientes<sup>30</sup>, que tornam mais palatável e eficiente a integração de fontes energéticas intermitentes e potencializam ao próprio usuário final tornar-se fornecedor de energia para o sistema, sobretudo com o desenvolvimento das baterias de carros elétricos, que permitirão a injeção da energia armazenada nestas baterias na rede.

Em acréscimo, o gradual barateamento das tecnologias de geração renováveis ampliará a capacidade de micro-geração por parte dos consumidores, que poderão, além de se auto-suprir com a energia gerada a partir de suas pequenas centrais, injetar energia no sistema e participar do mercado elétrico como fornecedores.

Da mesma forma, a demanda cada vez mais crescente por segurança no abastecimento e por fontes renováveis, conjugada com o gradual aumento da capacidade do sistema de integrar energias intermitentes e gerir autonomizadamente inúmeras interligações e um fluxo cada vez maior e complexo de energia, vem ensejando a ampliação<sup>31</sup> da geração distribuída<sup>32</sup>,

---

<sup>29</sup> O desenvolvimento das redes inteligentes, assim, torna-se indispensável seja para zonas menos eletrificadas e/ou com redes menos evoluídas/obsoletas, como é o caso, p. ex., dos USA e dos países menos desenvolvidos, voltando-se primordialmente à melhoria da qualidade e à segurança do abastecimento, seja para zonas mais eletrificadas com redes mais atualizadas, caso da EU, contribuindo destacadamente para a majoração da eficiência energética e a promoção do desenvolvimento sustentável do setor (v.g. o atingimento das metas 20-20-20 – 20% de integração de energia renovável, 20% em redução do consumo e 20% em redução de emissões de gases que causam o efeito estufa, cf. Directivas 2012/27/EU, 2009/125/CE, 2010/30/EU, 406/2009/CE e 2006/32/CE).

<sup>30</sup> v. MOMOH, (2012, p. 154-158)

<sup>31</sup> A geração distribuída é particularmente incentivada pela EU, dispendo a Diretiva 2009/72/CE que “os Estados-Membros devem assegurar a existência de procedimentos de autorização específicos para a produção descentralizada em pequena escala e/ou a produção distribuída, que tenham em conta a sua reduzida dimensão e impacto potencial” (artigo 7º, nº 3) e que “ao planificar o desenvolvimento da rede de distribuição, o respectivo operador deve considerar o recurso a medidas de eficiência energética/gestão da procura ou de produção distribuída que permitam evitar a necessidade de modernizar ou substituir capacidades” (artigo 25º, nº 7). Já é substancial a entrada de geração distribuída em países como a Dinamarca e o UK, apresentando aquele primeiro

*i.e.* de fontes geradoras de pequeno, médio e inclusive grande porte<sup>33</sup> conectadas diretamente à rede de distribuição, voltadas a suprir as demandas energéticas localmente, evitando, assim, em princípio, investimentos em extensão da rede de transmissão e em perdas no transporte da energia, por se situarem próximas dos ou nos próprios centros de consumo.

Sob esta tendência, novos formatos organizativos locais começam já a surgir, como é o caso das *microgrids* e do *modelo de células* proposto por OVERBEEKE e ROBERTS (2002, p. 16).

As *microgrids*, conforme DONKELAAR e SCHEEPERS (2004, p. 29), são “pequenos sistemas elétricos que podem operar independentemente do sistema elétrico de massa [*bulk power system*, referente ao sistema elétrico central, tradicional, conforme operado hodiernamente]. São compostas pela produção de energia distribuída e recursos de armazenamento de energia interconectados por um sistema de distribuição. Podem operar em paralelo ao sistema elétrico de massa durante operações normais e transformar-se em operações isoladas [*islanded (stand-alone)*] durante condições anormais como interrupção [*outage*] do fornecimento de massa ou emergência. Microgrids podem também ser criadas sem conexão com um fornecimento de massa e operar integralmente [*full-time*] como uma ilha independente”.

O *modelo de célula*, por sua vez, refere a áreas de controle locais no nível da baixa e média tensão que são gerenciadas autonomizadamente, em termos de controles de tensão e energia reativa (*Var*), conexão e trocas de energia com células adjacentes, isolamento em caso de interrupções e falhas e coleta e processamento de dados e informações<sup>34</sup>.

Ambos institutos denotam o mesmo fenômeno: o surgimento, com a inserção da geração distribuída, de núcleos energéticos autônomos ao sistema central, que geram,

---

país mais de 30% do total da energia gerada em geração distribuída. Para um quadro comparativo da cota de geração distribuída em cada um dos países membros da EU, COSENT *et al.* (2009a, p. 1.146).

<sup>32</sup> “Bens de geração distribuída são geralmente pertencentes aos consumidores e repousam em um espectro de tecnologias de geração que entregam eletricidade diretamente ao consumidor. Painéis fotovoltaicos *onsite*, e turbinas de vento de pequena escala são exemplos familiares. As fontes de geração distribuída emergentes incluem geotérmicas, biomassa, células de combustível de hidrogênio livre de carbono, PHEVs, e baterias para armazenamento de energia. Fontes de energia renováveis são não apenas amigas do ambiente; elas criam oportunidades de redução de custos para os consumidores que poderão gerar energia em excesso às suas próprias necessidades e vender o excedente à rede” (U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2008, p. 9- 10). A Diretiva 2009/72/CE define a produção distribuída em termos gerais, como “centrais de produção ligadas à rede de distribuição” (artigo 2º, nº 31)

<sup>33</sup> Como regra, a capacidade da geração distribuída é normalmente inferior a 50 MW e opera em tensões de 230/400V até 110kV (DONKELAAR; SCHEEPERS, 2004, p. 19). No entanto, há também, cf. EUROLECTRIC (2013, p. 2), plantas geradoras de grande porte diretamente conectadas à rede de distribuição, especialmente de matriz renovável.

<sup>34</sup> OVERBEEKE; ROBERTS (2002, p. 16)

transportam e ofertam energia elétrica aos usuários finais. Tais núcleos podem ser auto-suficientes ou não, importar ou exportar energia do/para o sistema central e isolar-se automaticamente, impedindo a sua contaminação no caso de falhas e interrupções ocorridas no sistema central ou vice-versa.

O que há de comum a ambos modelos e verdadeiramente inovador é a possibilidade – e, mesmo, a necessidade – de estes núcleos autônomos (ou autonomizáveis) serem individualmente gerenciados, balanceados, monitorados e servidos, o que, veremos ao longo do presente trabalho, impacta decisivamente a atual modelagem regulatória, seja para deslocá-la do mercado grossista para o mercado retalhista, seja para adaptá-la a uma realidade cada vez mais individualizada e customizada dos diferentes atores e cenários regulados.

Em suma, “a *smart grid* permite o monitoramento inteligente e em tempo real da rede de energia elétrica, viabiliza o balanceamento entre oferta e demanda quase que instantâneo, detecta roubos e desperdícios, repõe a quedas de energia, automatiza cobranças de tarifas, permite a desconexão remota, e irá dotar os consumidores e empresas de ferramentas de gerenciamento de energia e informação. Sendo assim implementada, a *smart grid* irá revolucionar a transmissão e distribuição de energia elétrica. E quando estiver completada, irá transformar a sociedade de uma forma similar à internet – senão ainda mais”<sup>35</sup>.

A transposição das *smart grids* do plano das ideias e das promessas para a realidade, concretizando todas as suas potencialidades e vantagens, porém, não será tarefa fácil, demandando do poder público, em especial do regulador, intensos e contínuos esforços em edificar um ambiente propício e adequado ao desenvolvimento e implementação destas novas tecnologias, porquanto estas nem sempre se mostram compatíveis com o sistema regulatório atual, além de ameaçarem a hegemonia das grandes empresas produtoras que hoje figuram no mercado elétrico.

## **2. Os Primeiros Desafios Regulatórios: modelagem da indústria para eficiente instalação, manutenção e operação das redes inteligentes**

Malgrado breve, a explanação *supra* é já suficiente para denotar as inúmeras vantagens que podem advir da implementação das *smart grids* e, por outro lado, as profundas complexidades que suscitam na dimensão regulatória.

---

<sup>35</sup> CASTRO; DUTRA (2012, p. 1). Para um quadro esquemático dos elementos que compõem as *smart grids* e suas funcionalidades e quais atores são beneficiados, v. U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2008, p. B-1 a B-6)

O advento das *smart grids* não só permite, como deve ensejar uma análise e revisão críticas dos paradigmas sobre os quais se estruturou a indústria energética atual, de forma que os erros e ineficiências do passado sejam expurgados do novo modelo, que experiências vitoriosas sejam mantidas e aprofundadas e novas propostas sejam testadas.

A obsolescência da infraestrutura elétrica na grande maioria dos países do globo evidencia a impossibilidade de se perpetuarem as práticas hoje em voga.

Um novo modelo ordenador, que enderece adequadamente pontos cruciais atinentes à modelagem e organização da indústria, como o financiamento, a recuperação dos investimentos e a formação das bases tarifárias, faz-se verdadeiramente essencial para a dinamização do setor.

A concretização do projeto *Smart Grid* reclamará intensos investimentos em todos os segmentos do setor elétrico, sobretudo nos campos da distribuição e transmissão de energia<sup>36</sup>. Vultosos recursos deverão ser alocados na aquisição e instalação de equipamentos e plataformas digitais de avançada tecnologia, bem como no desenvolvimento de novos serviços, no aprimoramento e compatibilização dos serviços já existentes, na formação e treinamento de mão-de-obra especializada para operar, gerir e também regular as novas redes inteligentes e na educação e informação dos consumidores.

E, para além destes investimentos iniciais de altíssima monta, faz-se necessário o constante dispêndio de recursos em pesquisa e desenvolvimento de tecnologias cada vez mais adequadas e eficientes e na manutenção e atualização dos bens que compõem a infraestrutura da nova rede elétrica, uma vez que o sucesso das *smart grid* mostra-se umbilicalmente conectado à contínua evolução tecnológica da rede, impondo o compromisso de escapar à obsolescência – sob pena de incorrer-se nos mesmos erros e equívocos que resultaram no malogro da rede elétrica atual em evoluir *pari passu* às demandas da sociedade contemporânea.

Está-se, então, a falar de bilhões e bilhões de dólares/euros a serem despendidos em um relativamente curto espaço de tempo, visto que a reformulação do setor elétrico e a solução de seus problemas mostram-se urgentes e inadiáveis.

À evidência, nenhum dos atores envolvidos têm condições de, sozinho, pagar esta conta – nem os Estados, nem a indústria, nem os usuários.

---

<sup>36</sup> Cf. CASTRO; DUTRA (2012, p. 2), quanto a USA, “os mais importantes investimentos precisam ser feitos nas redes de distribuição (\$ 231 a \$ 339 bi) e transmissão (\$82 a \$90 bi)”. Na EU, estima-se que os investimentos requeridos para atualização do sistema elétrico são da ordem dos 1,7 trilhões de euros, conforme a *International Energy Agency*.

Os cada vez mais constrictos e comprometidos orçamentos públicos, notadamente no presente período de crise e recessão, não são bastantes a fazer frente a tais despesas, não sendo despiciendo anotar que a posição político-ideológica adotada pela quase totalidade dos países ocidentais em retrair a sua intervenção direta na economia para atuar somente como orientador e ordenador dos agentes do mercado sequer os permitiria ou estimularia a fazê-lo<sup>37</sup>.

Da parte da indústria, põem-se, em primeiro plano, dúvidas quanto à capacidade do mercado de, sozinho, angariar e disponibilizar tais vultosos montantes para financiamento.

É certo que há já inúmeras técnicas e estratégias de *project finance*<sup>38</sup> que poderiam levar a cabo o financiamento das *smart grids*. Contudo, a disponibilidade e o custo do capital são diretamente proporcionais aos riscos e potenciais do retorno dos investimentos.

Inobstante as *smart grids* apresentem grandes promessas e projeções de êxito<sup>39</sup>, o malogro e as complicações enfrentadas por diversos projetos-piloto implementados principalmente na Europa e nos Estados Unidos denotam desde logo que o caminho a ser percorrido desde o financiamento até o retorno dos pesados investimentos a serem realizados não é imune a incertezas, turbulências e frustrações.

Este cenário é agravado pelo fato de que ainda não foram acordados e fixados os principais *standards* técnicos e condições de interoperabilidade das *smart grids*, *i.e.* ainda não emergiram neste mercado tecnologias vencedoras, transformando os investimentos realizados em equipamentos e inovações que porventura não venham a prevalecer ou a compatibilizar-se operativamente com o sistema em decisões de alto risco.

De resto, também não são certos o grau de acolhimento por parte dos consumidores das tecnologias integrantes das *smart grids*, tampouco os níveis de valor agregado que estariam dispostos a pagar em virtude das prometidas melhorias na qualidade e segurança dos serviços e novas facilidades que as redes inteligentes poderiam proporcionar.

Isto não só gera hesitações por parte da indústria quanto a se realmente valeria a pena encampar este projeto, como patenteia a impossibilidade de se remeter o financiamento do

---

<sup>37</sup> Cf. GONÇALVES (2013, p. 55), “enquanto sistema ou estrutura de realização do bem comum, o modelo institucional do Estado de garantia situa-se a meio do caminho, num ponto intermédio, entre dois modelos extremados- o *modelo de Mercado* e o *modelo de Estado* –, propondo a doutrina designá-lo *modelo de regulação* (...) [que] traduz o resultado de uma interação e de uma partilha otimizada de tarefas e de responsabilidades entre as duas polaridades, rejeitando a tendência totalitária e excludente em que se centram os dois primeiros modelos. O novo grau ou patamar da responsabilidade pública de garantia procura promover a articulação entre os dois polos ou subsistemas em que se divide uma comunidade politicamente organizada – Estado e Sociedade (Mercado) –, de modo a preservar a racionalidade inerente de cada um deles e aproveitar as respectivas vantagens”

<sup>38</sup> v. CALVÃO DA SILVA (2008, p. 56-61)

<sup>39</sup> QUINN; REED (2010, p. 852) vislumbram que, “na Europa, o mercado das SG [*smart grids*] valerá \$9,1 bilhões em 2020, com um valor acumulado de mais de \$80 bilhões nos próximos 10 anos; nos US, o mercado pode crescer a \$56 bilhões em 2016”



projecto *Smart Grid* tão-somente para os usuários pela via da tarifa, a qual já é por demais elevada e sujeita a intensos questionamentos hodiernamente para ser elevada sem que os afetados por tal medida a considerem legítima e necessária.

A estas dificuldades conjunturais, somam-se outras de cunho estrutural, que remetem diretamente à modelagem das políticas públicas e estruturas regulatórias de formação de preços e retornos de investimentos que têm hoje lugar no setor energético.

Como regra, os correntes preços praticados pelos diversos operadores que atuam na seara energética são altamente regulados e atrelados, direta ou indiretamente, aos custos despendidos pelos agentes econômicos no desempenho de suas funções<sup>40</sup> e ao volume de energia gerada/transmitida/distribuída/fornecida.

Por esta razão, os retornos dos investimentos realizados pela indústria encontram-se não só atrelados às condições e limites impostos pelo regulador, como, na extensão dos custos operacionais ou de capital previamente definidos como passíveis de integrar a tarifa, garantidos.

---

<sup>40</sup> Isto pode ser facilmente explicado em razão da constituição histórica da rede elétrica. Como monopólio natural, insuscetível à competição, e tradicional serviço público industrial, prestado em larga maioria por empresas estatais, o setor elétrico ficou blindado, durante anos, à lógica do mercado. Uma vez liberalizado e sujeito à concorrência, mostrou-se necessário controlar intensamente os preços e garantir que os investimentos realizados pelos operadores em prol da universalização, atualização e melhoria da qualidade dos serviços tivessem retorno garantido, sob pena de não serem alcançados os interesses públicos sensíveis que se encontram diretamente conectados à prestação destes serviços. No entanto, conforme demonstraremos ao longo do presente trabalho, o incremento da competição nestes mercados, o surgimento de novas técnicas regulatórias e contratuais e a modificação da própria lógica que permeia a relação prestador-usuário no setor energético não mais justificam sejam mantidas tais estruturas. Não podemos, porém, deixar de fazer referência aos problemas decorrentes de e as críticas enfrentadas pela nova modelagem do setor elétrico advindo de sua liberalização nos anos 1980 e 1990, afigurando-se paradigmática nesse tocante a crise energética californiana por volta dos anos 2000, refletida em altos preços finais da energia elétrica e em graves problemas de segurança no abastecimento. Segundo UTRAY (2004, p. 373-375), a liberalização do mercado naquele Estado acabou por levar a que as três principais empresas elétricas californianas procedessem à separação de suas atividades de transporte em três companhias especializadas com “uma nítida implantação geográfica – a que corresponde a suas matrizes – sem chegar a constituir uma autêntica rede malhada de transporte em seu conjunto, mas uma justaposição de grandes linhas de 400kV”. Ademais, Califórnia “separou a função de Operação do Sistema da função de operação do Mercado e ambas, por sua vez, da de Transporte. Mas estas medidas reponderaram, como em todos os países onde iniciou-se a mudança [estrutural do mercado elétrico], a compromissos entre os interesses concorrentes e não aos resultados da implantação de um modelo teórico concebido sem restrições”. A despeito disso, a evolução do novo modelo de mercado liberalizado de energia, com a desregulamentação gradual das atividades de geração e comercialização e o amadurecimento das fragmentações ocorridas no início destas mudanças e da própria postura do regulador perante a indústria, vem se mostrando positiva, o que pode ser comprovado pela própria posição de destaque do Estado californiano em matéria elétrica, sendo a região que mais cedo e mais profundamente desenvolveu projetos e arcabouços regulatórios atinentes às redes inteligentes.

Daí afirmarem unissonamente<sup>41</sup> os estudiosos do setor que a indústria é tradicionalmente caracterizada por ser um negócio avesso a altos riscos e, os agentes, companhias não maximizadoras de lucro<sup>42</sup>.

Porque somente alguns tipos de investimento têm retorno garantido mediante aprovação regulatória e, por outro lado, os custos encontram-se normalmente cobertos por tarifas, os operadores possuem “muito poucos incentivos em examinar novos modelos de negócio, produtos ou ideias que não digam diretamente com as competências típicas de vender eletricidade aos consumidores”<sup>43</sup>.

Nas palavras de BROWN e SALTER (2010, p. 10), “em relação a inovações tecnológicas, as companhias reguladas tendem a eleger caminhos conservadores, não inovadores. A razão básica para tal caminho é que, como companhias reguladas, os potenciais bônus que poderiam advir da inovação são quase sempre limitados por retornos regulados”<sup>44</sup>.

Conforme já tivemos oportunidade de elucidar, são substanciais os riscos atinentes ao estabelecimento das *smart grids*, o que, *per se*, já dificulta o encampamento deste projeto pelas operadoras, visto não receberem substanciais incentivos da parte dos esquemas regulatórios ora em vigor que justificassem a assunção de investimentos que não foram, ainda, aprovados e legitimados pelo regulador<sup>45</sup>.

Ademais, a existência de custos afundados (*sunk costs*<sup>46</sup>), irrecuperáveis, característicos das indústrias de infraestrutura, e a peculiaridade de as *smart grids* envolverem

---

<sup>41</sup> v., p. ex., QUINN; REED (2010, p. 852), HARTMAN; SIEH (2010, p. 10), BROWN; SALTER (2010, p. 9), SILVA (2008, p. 140), ELETRIC POWER RESEARCH INSTITUTE (2011, p. 12), WORLD ENERGY COUNCIL (2012, p. 29), U.S. DEPARTMENT OF ENERGY (2008, p. 14)

<sup>42</sup> QUINN; REED (2010, p. 852)

<sup>43</sup> *Idem*, p. 852

<sup>44</sup> Ratificam tais constatações o WORLD ENERGY COUNCIL (2012, p. 9) e o U.S. DEPARTMENT OF ENERGY (2008, p. 14), ao afirmarem, respectivamente, que “na Europa, os presentes esquemas tarifários presentes na maioria dos países não inclui incentivos suficientes para implementar uma pesquisa em larga escala, desenvolver e demonstrar projetos que sejam necessários, já que a maioria das estruturas tarifárias atuais permitem somente o financiamento de reforço de linhas, mas não necessariamente a implementação de soluções mais inteligentes” e “muitos dos modelos atuais de negócios das *utilities* são baseados em a *utility* ganhar um retorno negociado em investimentos de capital prudentes. Não é surpreendente, assim, que as *utilities* responsáveis em realizar investimentos prudentes se foquem em minimizar riscos. Consequentemente, as *utilities* são usualmente lentas em adotar novas tecnologias que não foram ainda extensivamente provadas fora de laboratórios”.

<sup>45</sup> Cf. ZHANG (2011b, p. 38), “nem a E.U., nem os U.S. apresentaram um plano compreensivo para endereçar a recuperação de custos pelas operadoras. Apesar de a recuperação de custos poder ser específica para um grupo particular de consumidores e para o governo local, o desenvolvimento da *smart grid* requer uma estrutura regulatória consistente e incentivadora para permitir que os implementadores sejam como os seus investimentos irão se desenvolver, com ou sem retorno. Ainda que não em legislação específica, pode ser útil uma direcção [*guidance*]. No fim, precisa haver clareza e consistência na regulação governamental”.

<sup>46</sup> “As redes são, na maioria dos casos, dedicadas, isto é, carregam apenas um produto. Investimentos no sistema de transmissão em rede (como tubos de água enterrados ou cabos elétricos) são maiormente irrecuperáveis porque não podem ser convertidos em outros usos ou movidos para outros lugares, diferentemente de um investimento em um veículo, por exemplo. Uma vez pagos, estes custos são considerados afundados. Porque o

equipamentos digitais em estágios iniciais de evolução, cujas “taxas de depreciação relativas a uma parcela significativa do capital investido pode ser [somente] de 5 a 15 anos”<sup>47</sup>, criam um ambiente ainda menos propício a investimentos por parte da indústria, calcados em esquemas de taxas de retorno e preços regulados que foram desenvolvidos para bens cujos períodos de amortização e obsolescência eram muito mais diferidos.

E simplesmente incurrir na base tarifária tais custos – *i.e.* repassar integralmente ao usuário todos os dispêndios em atualização da rede, que se tornarão cada vez mais frequentes face à mais rápida obsolescência da infraestrutura – não pode ser a solução, tendo em vista a limitada capacidade financeira dos consumidores, a natureza essencial dos serviços de energia elétrica e, principalmente, o fato de nem todos os proveitos das *smart grids* serem exclusiva ou uniformemente aproveitados por todos os consumidores.

Em primeiro plano, veremos adiante (III.1), a (indispensável) evolução do mercado para uma lógica de eficiência atrelada a *standards* de resultados não permite a manutenção de um sistema segundo o qual os investimentos em infraestrutura realizados sejam todos repassados ao consumidor, independentemente de sua maior ou menor contribuição ao atingimento dos objetivos do sistema.

Em segundo lugar, há benefícios esperados das *smart grids* que dizem diretamente com ganhos de eficiência e expansão de capacidade de transmissão e interconexão que irão beneficiar primordialmente os próprios operadores (geradores, transmissores e distribuidores) e, assim, devem ser internalizados pela indústria, sem repasse ao consumidor final, vedando-se que os usuários acabem contribuindo de forma desproporcional para a implementação da nova rede.

Talvez ainda mais preocupante seja o fato de o projeto *Smart Grid* ter por objetivo precípua a redução do consumo e a eficiência energética, o que poderia culminar, mantidas as bases regulatórias atuais para formação de preços baseadas em custos e volumes de energia fornecidos e consumidos, na redução da remuneração das operadoras, tornando-se, por conseguinte, um fator *desincentivador*.

Portanto, o retorno de investimentos a serem empregados na implementação das *smart grids* é, ainda, nebuloso, e, as estruturas regulatórias operantes hoje, não favorecem – podendo, inclusive, estorvar – a realização de investimentos por parte da indústria, razão pela

---

sistema de transmissão e entrega é em rede, coordenação dos fluxos do serviço (tráfego, electricidade, sinais de comunicação) ao longo do sistema é crítica para sua eficiência. Essa interconectividade significa também que os benefícios em investir em um ponto da rede dependem significativamente dos fluxos e capacidades de serviços em outros pontos” (WORLD BANK, 1994, p. 22)

<sup>47</sup> BROWN; SALTER (2010, p. 10)

qual não nos parece ser possível confiar que o projeto *Smart Grid* irá se desenrolar mediante a livre iniciativa e adesão dos atores privados.

Por estas e todas as demais razões expendidas até o momento, a concretização das *smart grids* deve ser encarada como uma tarefa conjunta e cooperativa – *multilateral*, em que todos os atores (Estado, indústria e consumidores) têm um papel a exercer, incumbindo, primeiramente, ao poder público<sup>48</sup>, criar as bases e os incentivos necessários à ativação e incitamento da indústria e dos consumidores em aderirem a este projeto.

Os incentivos governamentais podem ser tanto de natureza indutiva quanto ordenadora<sup>49</sup>.

Na dimensão indutiva, para além de fomento via estímulos gerais aos particulares visando a que encampem o projeto *Smart Grid*, tem-se mostrado essencial o aporte direto de recursos públicos para o desenvolvimento de projetos-piloto e a instalação de medidores inteligentes<sup>50</sup>, prevendo-se, ainda, o financiamento parcial, via fundos estatais (ou comunitários<sup>51</sup>), das próximas etapas de concretização das *smart grids*.

---

<sup>48</sup> Não estamos aqui a defender um retorno a modelo Estado Social, com vistas a responsabilizar o poder público pelo financiamento e gestão *direta* dos bens e serviços que consubstanciam as *smart grids*. Entendemos, ao revés, que o esgotamento da capacidade de financiamento público e a estrutura política-ideológica sob a qual se organizam a quase totalidade dos Estados ocidentais não tornam factível tal solução nos dias atuais. A nossa proposta, que, aliás, é corroborada pelas políticas que vem sendo desenvolvidas na EU, USA e em outros países cuja implementação das *smart grids* já é planejada e levada a cabo, é de uma intervenção *ativa*, mas *indireta*, do Estado na economia, mediante o fomento público e a ordenação, via regulação, das atividades a serem desempenhadas por agentes privados.

<sup>49</sup> Cf. MARQUES *et al.* (2008, p. 68-69), “A Constituição atribui ao Estado diferentes funções na organização do processo económico. É possível agrupá-las, de modo aproximado, em dois grandes tipos: - aquelas em que o Estado aparece como empresário – o Estado *como produtor ou distribuidor de bens ou de serviços*; - aquelas em que lhe cabe regular (condicionar, fiscalizar ou planear e promover) as actividades de terceiros – o *Estado regulador* -, os quais, sendo na sua maior parte agentes económicos privados, podem também ser cooperativos ou mesmo públicos. (...) Quando o Estado produz ou distribui bens ou serviços retira do mercado certas actividades, reservando para si o seu exercício, ou concorre com agentes económicos privados ou cooperativos na mesma actividade. Intervém, assim, por uma via directamente económica, ao passo que o Estado regulador possibilidade e condiciona positiva (incentivando) ou negativamente (proibindo) a actividade de terceiros, na qualidade de agente exterior ao mercado”. A intervenção direta do Estado se apresentaria factível somente na hipótese de, após adotar medida adequadas para incitar a indústria a aderir a este projeto, não haver sucesso e ter o governo de, através de sua própria estrutura burocrática, implementar o projeto, o que nos parece remoto, razão pela qual não trataremos aqui desta possibilidade.

<sup>50</sup> Paradigmática, nesse sentido, a experiência estadunidense. Em 2005 o *Energy Policy Act* desenhou políticas e planos públicos gerais para a implementação das *smart grids* no país, criando incentivos a uma lógica empresarial mais responsiva à resposta dos usuários e à implementação de tecnologias avançadas de transmissão. A indústria, porém, não aderiu massivamente ao plano governamental, tornando forçoso que, no *American Recovery and Reinvestment Act* de 2009, fossem previstas expressamente iniciativas de alocação direta de recursos, disponibilizando-se \$4.5 bilhões em fundos para projetos de *smart grid* e responsividade da demanda [demand response], financiamento de 50% dos custos de determinados projetos e de projetos-piloto e projetos de financiamento via bancos privados ou *Federal Financing Bank* (FERREY, 2012, p. 6-7). A presença de subsídios públicos para investimentos de *smart grids* é tendência global. Em ordem decrescente, os 10 governos federais que maiores estímulos concederam ao setor, em 2010, em milhões de dólares americanos, são: China, com \$7,323; USA, com \$7,092; Japão, com \$849; Coreia do Sul, com \$824; Espanha, com \$807; Alemanha, com \$397; Austrália, com \$360; UK, com \$290; França, com \$265; e Brasil, com \$204 (ZPryme, <https://zpryme.com/news-room/smart-grid-china-leads-top-ten-countries-in-smart-grid-federal-stimulus->

Na seara ordenadora, que constitui o foco da presente tese, é imperativa, pelos motivos expostos acima, uma mudança paradigmática do modelo regulatório para que os esquemas de retorno de investimento e as bases tarifárias não mais atuem como fatores inibidores da inovação e da eficiência, mas, ao revés, incentivem e compilam os operadores a um contínuo aprimoramento dos bens e serviços elétricos, estabelecendo, igualmente, um ambiente regulatório confiável e seguro aos investimentos a serem realizados.

A organização de uma estrutura eficiente e eficaz para angariar e garantir o financiamento das redes inteligentes passa, primacialmente, pela formatação jurídica da natureza dos bens empregados na constituição das redes, da natureza do título habilitante para o desempenho das atividades e da base tarifária fixada para a remuneração e compensação dos investimentos realizados.

É sobre estes pontos que passaremos a laborar nas próximas páginas.

---

investments-zpryme-reports.html *apud* U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2011, attachment C).

<sup>51</sup> Somente a EU alocou 1,8 bilhões de euros em 281 projetos-piloto de *smart grids* até 2012, implementados em 30 países do continente (EU-27, Croácia, Suíça e Noruega) (EUROPEAN COMMISSION, 2013, p. 4). Para os instrumentos de financiamento de investimentos em energia da Banca Européia, v. RICHTER JR. (2012, p. 108-110)

## PARTE II – OS NÚCLEOS PROBLEMÁTICOS DA REGULAÇÃO DAS REDES ELÉTRICAS

### 1. Formatação da titularidade da rede

As atividades integrantes do sistema elétrico são prestadas através de uma plataforma física interligada e organizada em forma de rede (a rede de infraestrutura elétrica), repousando, conforme temos visto, os investimentos a serem realizados em sede das *smart grids* na aquisição de inúmeros bens e equipamentos para atualização tecnológica e digitalização das redes analógicas hoje operantes.

Sendo assim, a perquirição dos meios e incentivos para o financiamento da instalação e manutenção das redes inteligentes passa pela análise da modelagem jurídica acerca do regime de propriedade dos bens que integrarão a nova rede elétrica, incumbindo-nos, no presente tópico, avaliar se, e em que medida, os diferentes regimes de propriedade podem influenciar na aquisição e operação eficiente daqueles bens.

Procuraremos, então, investigar se há uma modelagem do regime de propriedade (pública/privada) da rede que promova mais eficientemente o desenvolvimento das *smart grids*. Para tanto, analisaremos quais são os regimes de propriedade passíveis de serem aplicados, cotejando-os posteriormente a partir das experiências práticas existentes de modo a exarar as nossas conclusões parciais.

#### 1.1. Os regimes de propriedade dos bens

Os bens, relativamente à sua propriedade, são usualmente classificados entre públicos e privados, tendo em vista as características que lhe são ínsitas ou atribuídas.

Os bens puramente públicos, “conforme originalmente definidos por Samuelson (1954) possuem as características peculiares de serem não-excludentes e não-rivais em seu consumo”<sup>52</sup>.

Os puramente privados, ao contrário, são rivais e excludentes, significando, respectivamente, que o consumo por um indivíduo “automaticamente reduz o potencial consumo por outros indivíduos de uma igual fração”<sup>53</sup> do bem e que o proprietário pode excluir e/ou restringir a utilização do bem por terceiros, a fim de maximizar a sua utilidade.

---

<sup>52</sup> MCNUTT (2000, p. 927)

<sup>53</sup> BUCHANAN (1965, p. 3)

A (não-)rivalidade, diante disso, repousa na maior ou menor capacidade de um bem possibilitar igual utilidade a todos os indivíduos que dele se aproveitem relativamente à mesma fração ideal<sup>54</sup>.

A (não)-excludabilidade de um bem, por sua vez, recai sobre a possibilidade de o seu consumo ser individualmente mensurável e, conseqüentemente, de um indivíduo poder ser ou não impedido de utilizá-lo ou cobrado por consumi-lo concorrentemente com outros.

Esta característica pode emergir em virtude da própria natureza do bem, que impeça a sua mensuração individualizada e a sua divisão em frações materiais específicas, ou de uma opção jurídica.

Logo, há bens que, por sua própria natureza e características essenciais, são excludentes e rivais (bens puramente privados) ou não-excludentes e não-rivais (bens puramente públicos). E outros que lhes podem ser atribuídas qualidades de (não-)rivalidade) e (não)-excludabilidade, em diferentes graus<sup>55</sup>.

As infraestruturas se encaixam precisamente nesta última categoria.

Na medida em que o proveito retirado por cada utilizador de uma infraestrutura<sup>56</sup> – *in casu*, uma infraestrutura em rede de eletricidade – pode ser individualmente mensurável, *i.e.* é possível a aferição quantitativa do consumo realizado por cada um dos indivíduos que tiram proveito da infraestrutura da rede elétrica, a sua utilização pode se dar em bases excludentes, condicionando-se o seu aproveitamento a pagamento por parte dos usuários<sup>57</sup>.

Sendo assim, é possível desde logo constatar que as infraestruturas não consubstanciam bens públicos puros. Tampouco podem ser classificadas como bens privados puros.

Isto porque a sua utilização por um indivíduo não necessariamente exclui a utilização, em igual proveito, por outros.

Com efeito, conforme a própria prática demonstra e cujas razões técnicas elucidaremos abaixo, o seu grau ótimo de aproveitamento pressupõe um consumo coletivo, por diversos usuários, e não individualizado.

---

<sup>54</sup> FRISCHMANN (2012, p. 136)

<sup>55</sup> FRISCHMANN (2012, p. 136)

<sup>56</sup> Por infraestrutura, cf. SÁNCHEZ (2003, p. 51), entendemos as “instalações de valor estratégico, ramificadas pelo território e com conexão física entre seus extremos, caracterizadas por sua configuração unitária ao estarem entrelaçadas, sua capacidade limitada e sua duplicação anti-econômica devido aos seus altos custos de implantação, pelo que constituem condutores de passagem obrigatória para participar em um determinado mercado de interesse geral”

<sup>57</sup> RUFÍN (2004, p. 186)

Não são, assim, nem bens puramente públicos, nem bens puramente privados, possuindo, ao revés, uma natureza semi-pública<sup>58</sup>, ou mista.

### 1.1.1. Bens mistos: a Teoria dos Bens de Clube

Para os bens que pairam entre os dois extremos de bens puramente públicos e bens puramente privados, BUCHANAN (1965, p. 1), atestando a necessidade de distinguir o seu estudo e tratamento daqueles outros, desenvolveu a denominada Teoria dos Bens de Clube, proposta como “uma teoria de *associação cooperativa*, uma teoria que irá incluir como variável a ser determinada a extensão dos direitos de propriedade de consumo [*ownership-consumption rights*, que, grosso modo, corresponderiam aos direitos de uso/fruição da matriz latina] sobre diferentes números de pessoas”.

Funda-se, basicamente, na constatação de que há bens que têm o seu grau de utilidade e compartilhamento ótimos superior ao consumo individual ou por uma família (bens privados), mas inferior “a um número infinitamente grande”<sup>59</sup> (bens públicos).

Quer dizer, “o seu grau de ‘publicização’ é *finito*”<sup>60</sup>.

No caso dos bens que compõem a rede elétrica, os altíssimos custos implicados na construção e operação destas infraestruturas caracterizam-nas como economias de escala, em que o custo médio da produção decresce à medida que o volume de produção aumenta.

Logo, é inviável economicamente fornecê-los a um número reduzido de usuários (consumo individual ou por uma família), pois a sub-utilização da infraestrutura torna altíssimos e proibitivos os custos: “se a uma única pessoa é imposto arcar com todos os custos, lhe será impossível fruir os benefícios do bem”<sup>61</sup>, resultando em que “qualquer fruição desta instalação requer a organização de algum tipo de arranjo de partilha coletiva-cooperativa”<sup>62</sup>.

Por outro lado, é também ineficiente fornecê-los a um número infinito de usuários, tendo em vista a capacidade física limitada da rede e, em decorrência, a possibilidade de caracterizar-se o seu congestionamento, reduzindo o proveito que cada um dos usuários auferem com a sua utilização: “quanto mais pessoas forem avalizadas a compartilhar na fruição da

---

<sup>58</sup> RAA; GILLES (2000, p. 1)

<sup>59</sup> *Idem*, p. 2

<sup>60</sup> *Idem*, p. 2, grifo nosso

<sup>61</sup> *Idem*, p. 7

<sup>62</sup> *Idem*, p. 7



instalação, de um determinado tamanho, a avaliação de benefícios o indivíduo atribui ao bem irá, depois de certo ponto, declinar”<sup>63</sup>.

Em outras palavras, os custos marginais<sup>64</sup> de fruição da rede elétrica decrescem à medida que aumenta o número de usuários, chegando a zero quando a capacidade da rede encontra-se eficientemente aproveitada por um determinado número ideal de usuários – daí a sua natureza de bem coletivo.

Todavia, após este ponto, *i.e.* após atingir-se a capacidade física da rede, a entrada de novos usuários no sistema provoca o seu congestionamento, patenteando seu “grau de publicização” finito.

Em termos econômicos, a utilização eficiente de um bem de clube pauta-se em perquirir qual é o número máximo de usuários que dele podem tirar proveito sem reduzir a utilidade dos demais.

No caso da rede elétrica, a suscetibilidade ao congestionamento implica, ao mesmo tempo, em sua natureza excludente e potencialmente rival: tanto não pode ser utilizada indiscriminadamente por todos, quanto o aproveitamento da mesma fração ideal por todos os indivíduos pode reduzir a sua utilidade uma vez alcançado o limite da capacidade da rede, impondo custos acrescidos (os denominados “custos de congestionamento”) à operação do sistema.

Na indústria energética, o problema do congestionamento inclui, primeiramente, a depreciação física das redes operando no limite ou para além de sua capacidade<sup>65</sup> e, em última instância, a queda do sistema, implicando danos não só aos bens integrantes das infraestruturas que compõem a rede, como aos consumidores e à economia como um todo.

Para além disso, gera a necessidade do despacho sucessivo de fontes geradoras para atender ininterruptamente à demanda e da constante ampliação e reforço da capacidade física da rede, impondo pesados custos ao sistema.

Como é impossível expandir *ad infinitum* a capacidade de transmissão e geração de energia elétrica e são insustentáveis para a sociedade como um todo os efeitos do congestionamento, o problema precisa ser endereçado mediante a estruturação e organização

---

<sup>63</sup> *Idem*, p. 7

<sup>64</sup> O custo marginal é o custo de se produzir mais uma unidade de um bem. Como os custos de instalação e operação da rede elétrica são altíssimos, quanto mais usuários dividirem os custos de produção, menor será o total pago por cada consumidor, até o ponto ótimo em que produzir mais uma unidade do bem ou serviço, *i.e.* ofertar para mais um usuário o serviço de energia elétrica não traga custos adicionais ao sistema.

<sup>65</sup> FRISCHMANN (2012, p. 137)

do funcionamento das redes de energia elétrica de forma economicamente eficiente – e é aqui que a importância da Teoria dos Bens de Clube se revela.

FRISCHMANN (2012, p. 136-158) descreve a existência de duas possíveis soluções para o problema de congestionamento, para além da simples expansão da capacidade da rede.

A primeira delas, denotando de forma intensa a natureza excludente dos bens de clube, seria restringir a comunidade de usuários ao número ideal relativamente à capacidade da rede, vedando, assim, a entrada de novos membros<sup>66</sup>.

Tratando-se, entretanto, o fornecimento de energia elétrica, de um serviço essencial e diretamente conectado a direitos de ordem fundamental dos cidadãos, impedir o acesso ao *serviço* de energia elétrica por um indivíduo pela incapacidade física do sistema não pode ser uma solução.

Não obstante, como critério de acesso à *rede* por parte dos operadores, este é não só um critério razoável, como hodiernamente aplicável à luz da teoria das *essential facilities*: o acesso à infraestrutura é garantido, mediante o pagamento de um preço justo e não discriminatório, desde que haja viabilidade técnica e capacidade do sistema em fazê-lo. Em não havendo, deverão os potenciais operadores aguardar até que haja capacidade suficiente para sua interconexão ao sistema.

A segunda opção passível de ser adotada é o estabelecimento de limites e condições para sua utilização pelos indivíduos, que podem, p. ex., repousar na obrigatoriedade de prévia aquisição de um medidor para fruição dos serviços de energia elétrica, na fixação de limites máximos de consumo e no pagamento de tarifas como contraprestação ao serviço prestado e recomposição dos custos incorridos<sup>67</sup>.

A aplicação da teoria dos clubes às indústrias de infraestrutura, por conseguinte, visa a criar as bases para o funcionamento eficiente das indústrias de rede, impondo aos usuários que participem diretamente do custeio dos bens e serviços cuja utilidade auferem.

---

<sup>66</sup> *Idem*, p. 144

<sup>67</sup> Tendo em conta a natureza essencial da energia elétrica, os limites e condições devem ser razoáveis e não discriminatórios, a fim de que não impeçam de forma infundada, desproporcional ou arbitrária o acesso dos indivíduos ao serviço de eletricidade. E, qualquer que seja o caso, entendemos que devam vir sempre conjugados com uma estratégia de *precificação*, impondo um constrangimento monetário aos usuários para que utilizem moderadamente o bem/serviço – reduzindo os níveis de congestionamento – e contribuam, de forma associativa e colaborativa, para o seu financiamento e manutenção. A importância da modelagem da tarifa para relacionar-se diretamente com o nível de congestionamento, o nível específico de consumo e os tipos e retornos de investimentos torna-se possível e plenamente factível com a instalação das *smart grids*, sobre o que iremos nos debruçar em III.3.

Logo, em termos econômicos, as infraestruturas em rede, para funcionarem eficientemente, não podem seguir nem uma lógica pura de bens privados, nem uma lógica de bens públicos, devendo ser entendidas como bens de natureza *mista*.

A lógica dos bens de clube, em consequência, passa ao largo da tradicional dicotomia entre a natureza pública ou privada dos bens para aferição da alocação eficiente de sua propriedade.

Isto significa que o seu financiamento e manutenção eficientes dependem diretamente da contribuição ativa e cooperativa de todos aqueles que as usufruem, *independentemente* da efetiva titularidade (pública<sup>68</sup> ou privada) da rede.

Vejamos agora se, na prática, estas conclusões se refletem.

## 1.2. As experiências práticas

Em razão da natureza mista das infraestruturas em rede de eletricidade, não é de se estranhar que tenham se devolvido em diferentes países sob regimes de propriedade distintos, porém sujeitas a regimes obrigacionais análogos (sobretudo de acesso não discriminatório e financiamento através de tarifas cobradas dos respectivos usuários), que acabam hoje por convergir mais fortemente após a abertura destes mercados à concorrência e as desestatizações que tomaram lugar no final dos anos 80 e nos anos 90 na grande maioria dos países ocidentais.

Como regra, na Europa continental e parte dos países dos continentes americanos, o financiamento e a instauração das infraestruturas foram carreados pelo Estado, que, assim, tornou-se o titular dos bens que compunham a rede e também, veremos à frente, o provedor dos serviços proporcionados por estas plataformas.

---

<sup>68</sup> Sem dúvidas, sendo públicos os bens, fica aberta ao poder público a possibilidade de financiá-los e mantê-los sem ônus financeiros direitos aos usuários, através de receitas de natureza tributária. Não obstante, uma solução tal iria de encontro à racionalidade econômica dos bens de clube, conforme expusemos, e teria o condão de incorrer na maldadada “tragédia dos comuns”. Identificada por HARDIN (1968, p. 1243-1248), a “tragédia dos comuns” consiste na constatação de que o uso livre e irrestrito dos bens comuns, típico dos bens puramente públicos, carrega um comportamento por parte dos usuários atrelado a uma idéia de que tal recursos são inesgotáveis, levando, inevitavelmente, à sua sobre-exploração e à constante erosão dos valores que lhe são atribuídos. Cada um, em consequência, busca extrair a máxima utilidade do bem comum e, abastado de tal recurso, não lhe confere o devido valor. Os membros da comunidade, assim, asseguram os benefícios da utilização do bem sem necessariamente terem contribuído para os custos de sua provisão (falha do *free rider*) e tendem a explorá-lo até a exaustão. Cf. HARDIN, a solução seria, então, vendê-los como propriedade privada ou mantê-los como propriedade pública, mas alocando os direitos de fruí-los. Logo, manter tais bens em rede como propriedade pública demanda, necessariamente, a alocação de obrigações tarifárias a serem cumpridas pelos usuários. Para um estudo acerca dos níveis ótimos de apropriação de recursos e os respectivos regimes de propriedade à luz de uma análise econômica do Direito, v. ARAÚJO (2008)

Isto se deu, basicamente, por duas razões.

A primeira, pela falta de interesse ou de capacidade da iniciativa privada em levar a cabo os investimentos e explorar a infraestrutura: em uns casos, como da infraestrutura de saneamento ou de distribuição de água, as perspectivas de retorno financeiro não eram convidativas, por se afigurarem remotas ou inexistentes; em outros casos, em que o potencial de retorno era positivo, a iniciativa privada malogrou nos empreendimentos, seja pela baixa capacidade de financiamento do mercado àquela época (finais do século XIX, início do século XX), seja pelas constantes ingerências realizadas pelo Estado para o endereçamento de externalidades negativas atreladas a estas atividades que as tornavam incompatíveis com os fins públicos<sup>69</sup>.

A segunda, por um motivo de cunho político, entendendo-se que, por configurarem monopólios naturais e se encontrarem conectadas a interesses públicos primários e, portanto, se afigurarem essenciais à coletividade, tais infraestruturas não poderiam ficar à mercê de monopólios privados – cujo exercício potencialmente desaguardaria em iníquas consequências ao corpo social.

Dessa maneira, o Estado publicizou as infraestruturas e os respectivos serviços, intervindo *directamente* na economia para assegurar a prossecução de interesses públicos primários conectados a estes bens e atividades, que passaram a integrar, em consequência, o elenco do património e de funções estatais<sup>70</sup> como bens públicos e serviços públicos industriais e comerciais, sujeitos a parâmetros de interesse público – obrigações de universalidade, modicidade tarifária, igualdade, continuidade e adaptabilidade.

E, a sua exploração e prestação, deu-se por duas principais formas: a constituição de empresas públicas ou sociedades de economia mista, de titularidade estatal, que se puseram a operar a infraestrutura e a explorar tais serviços; e a celebração de contratos de concessão com agentes privados que se obrigavam, na maior parte dos casos, a promover investimentos em infraestruturas (a serem revertidas em prol do poder concedente) previamente estipulados pelo Estado e a fornecer os serviços mediante os parâmetros de interesse público e, em contrapartida, possuíam o direito de cobrar tarifas dos usuários para amortizar os

---

<sup>69</sup> Em Portugal, p. ex., predominaram iniciativas privadas na infância da estruturação do setor elétrico, vindo-se, posteriormente, a afigurar-se cogente a presença do Estado do setor em virtude da insuficiente rentabilidade dos serviços em regiões mais afastadas dos centros urbanos ou com predominância demográfica de população de baixa renda (v. SILVA, 2008, p. 180-182)

<sup>70</sup> Cf. OTERO (1998, p. 39), “foi progressivamente reconhecida ao Estado a faculdade de criar um conjunto de serviços públicos – dotados ou não de estrutura empresarial – que assegurassem directamente a produção de bens ou a prestação de serviços tendentes a satisfazer certas necessidades da colectividade consideradas essenciais”.

investimentos realizados e remunerar o investimento na aquisição e manutenção dos bens e na prestação dos serviços ofertados.

As peculiaridades históricas, culturais, econômicas, políticas e até mesmo jurídicas dos países anglo-saxões<sup>71</sup> fizeram com que estas mesmas infraestruturas (fêrreas, gás, eletricidade, telecomunicações, etc.) fossem, como regra, financiadas, implementadas e operadas, por direito próprio, pela iniciativa privada, que passou, então, a ser proprietária dos bens integrantes da rede e a prestadora dos respectivos serviços, remunerados igualmente através de preços cobrados dos respectivos usuários.

Não obstante, a constatação de que tais bens e atividades se encontravam afetados a interesses comuns e coletivos de ordem fundamental levou, também, aqueles Estados, a intervir nesta seara econômica com fins de compatibilizar a sua exploração aos interesses públicos.

Todavia, ao invés de elegerem um mecanismo de intervenção direta (*publicatio*), estes Estados optaram politicamente por uma intervenção *indireta*, via regulação, sem que isso significasse uma atuação do poder público menos intensa em controlar a construção das infraestruturas, a modicidade das tarifas, a universalização dos serviços, sua continuidade, adaptabilidade e prestação isonômica.

Logo, apesar de a sua titularidade ser privada, encontravam-se tais bens e atividades direcionados para o bem comum, por entender-se que o exercício dos direitos de propriedade deveria conformar-se aos interesses públicos a que se encontravam afetos aquelas infraestruturas e os respectivos serviços.

Efetivamente, a Suprema Corte Norte-Americana já afirmava, em 1876, que “sob os poderes inerentes a qualquer soberania, o governo pode regular a conduta dos seus cidadãos

---

<sup>71</sup> Cf. CALVÃO DA SILVA (2008, p. 248-249), “poder-se-á afirmar, como nota típica, o predomínio do *Mercado* na organização econômico-social dos países anglo-saxônicos. Com efeito, o livre funcionamento das regras da concorrência é considerado, em países como o Reino Unido ou os EUA, a melhor via de afectação de recursos disponíveis. (...) Numa palavra: a visão anglo-saxônica repousa na crença na criatividade do indivíduo e no funcionamento livre da concorrência, meios pelos quais melhor se promovem a inovação e a baixa de preços, em benefício dos consumidores. Em termos de serviços públicos, v.g. no sector das *utilities* (telecomunicações, energia eléctrica, serviços postais...), o caminho só pode ser o da liberalização e o da competição, sob pena de serem os contribuintes a pagar ineficiências”. É indispensável, porém, a nota de que o UK não escapou às ondas nacionalizadoras que contagiaram a Europa no pós-Segunda Guerra, permanecendo, deste período até as ondas privatizantes dos anos 1980 e 1990, sob a propriedade estatal (direta ou sob a forma de empresas estatais) diversos setores de infraestrutura, incluindo o elétrico (v., p. ex., os *Electricity Act* de 1947 e de 1957, criando este último a *Central Electricity Generating Board*, companhia responsável pela produção de grande parte da geração de energia na Inglaterra e País de Gales e pela propriedade e operação do sistema de transmissão (*Section 2*), a qual somente em 1990 foi desmembrada e privatizada, com a edição do *Electricity Act* de 1989). Isto, porém, não afeta a explanação e as conclusões apresentadas no presente trabalho, porquanto o desenrolar inicial das principais infraestruturas, incluindo a constituição da base de setor elétrico, no UK foi empreendido pela iniciativa privada).

para os outros, e, quando necessário ao bem público, a maneira com que cada um deve usar a sua propriedade (...) quando o dono de uma propriedade devota-a a um uso em que o público tem um interesse, confere ao público um interesse em tal uso, e deve, na extensão deste interesse, submeter-se a ser controlado pelo público, para o bem comum, enquanto mantenha o seu uso”<sup>72</sup> e “entendemos que, quando uma propriedade privado ‘é afetada por um interesse público, cessa de ser *juris privati* somente’. Isso foi dito por *Lord Chief Justice Hale* há mais de duzentos anos, no seu tratado *De Portibus Maris*, 1 Harg.Law Tracts 78, e vem sendo aceito sem objeções como um elemento essencial no Direito de propriedade desde então. A propriedade se torna sim vestida de um interesse público quando utilizada de uma forma que tenha consequências públicas e afete a comunidade largamente (...). E, no caso de a sua dedicação em propósitos como tais, os proprietários não podem assumir obrigações arbitrárias ou excessivas, mas as obrigações devem ser razoáveis”<sup>73</sup>.

E, a Câmara dos Lordes Britânica, afirmou, em 1810, que “não há dúvida que o princípio geral é favorecido, tanto na Lei quanto na Justiça, que todo homem pode fixar o preço que desejar sobre a sua própria propriedade, ou o uso dela, mas, se por um propósito particular, o público tem o direito de recorrer a suas instalações e fazer uso delas, e ele [o proprietário] tem um monopólio sobre elas para esse propósito, se retirar proveito daquele monopólio, deve, como um equivalente, cumprir o dever anexo de fazê-lo em termos razoáveis”<sup>74</sup>

Anote-se, também, que a titularidade privada destas infraestruturas não deixou de sujeitá-las ao obrigatório acesso de terceiros sob a luz da doutrina das *essential facilities*<sup>75</sup>, o que muito relativiza os contornos dos direitos de propriedade aplicáveis a estes bens.

Extraem-se daí, portanto, inequívocos traços “publicizantes” do regime dos bens (e serviços, conforme veremos à frente) privados empregados pelas *utilities* no desempenho das atividades consideradas serviços públicos industriais e comerciais em grande parte da Europa continental e América, os quais, por sua vez, possuíam também traços “privatizantes”, no

---

<sup>72</sup> U.S. SUPREME COURT (1876)

<sup>73</sup> U.S. SUPREME COURT (1876)

<sup>74</sup> *UK, Aldnutt v. Inglis*, 12 East 527, decided in 1810 by Lord Ellenborough *apud* U.S. SUPREME COURT. (1876)

<sup>75</sup> Cf. MARQUES *et al.* (2008, p. 363), “por infra-estrutura de carácter essencial entende-se uma situação de monopólio económico de facto ou de direito, isto é, uma exclusividade legalmente protegida, que permite o controlo de factores essenciais, não facilmente reprodutíveis, para o fabrico de um produto ou fornecimento de um serviço. Resolver o problema do acesso às infra-estruturas essenciais através das regras da concorrência implica impor às entidades privadas em posição dominante e detentoras de uma posição privilegiada a obrigação de permitir o acesso dos concorrentes às infra-estruturas essenciais, das quais aquelas são legítimas proprietárias, mediante uma remuneração considerada como aceitável, com o objectivo de possibilitar uma concorrência efectiva nos mercados que dependem do acesso a essas mesmas infra-estruturas (mercados derivados)”

sentido não só de serem financiados e prestados mediante contraprestação tarifária (financiamento parcial ou integralmente privado), como permanecerem sob a gestão, por muitos anos, de agentes privados concessionários e de empresas públicas e sociedades de economia mista, cujo regime institucional, na praxe, regia-se por fórmulas privadas.

Daí entendermos e termos afirmado que, a despeito dos diversos regimes de propriedade atribuídos pelos Estados aos bens – e serviços – organizados em rede, os respectivos regimes jurídicos tenham se desenvolvido de forma análoga e convergente, resultando em que a opção *política* perfilhada nos diferentes regimes constitucionais e/ou legais quanto à titularidade dos bens e das atividades de infraestrutura não tenha influenciado essencialmente os resultados *práticos* do desenrolar destes serviços<sup>76</sup>.

### 1.3. Conclusões parciais

É muito propugnada a idéia de que a titularidade privada da rede é condição para o financiamento eficiente da implementação e manutenção dos bens que compõem as infraestruturas e para o desempenho eficiente dos respectivos serviços a partir destas plataformas.

O argumento central em prol da necessidade de transformar estes bens em propriedade privada para conferir-lhes uma exploração e uma racionalidade mais eficientes repousa em que os proprietários privados possuiriam maiores incentivos<sup>77</sup> para promover a manutenção dos bens de sua propriedade e realizar os necessários investimentos em atualização da infraestrutura.

Isto não nos parece exato.

Primeiramente porque, como vimos, o enquadramento das infraestruturas como bens de clube, em que os usuários compartilham cooperativamente os custos e investimentos realizados, nos parece endereçar adequadamente o problema da “tragédia dos comuns”<sup>78</sup> que

---

<sup>76</sup> Parece-nos ratificar tal conclusão o *princípio da neutralidade* adotado na UE. Cf. OTERO (1998, p. 133), “o Direito Constitucional da União Europeia, reflectindo razões históricas de divergência entre os Estados sobre a admissibilidade e a dimensão de um sector empresarial público e que estiveram subjacentes à feitura dos tratados constitutivos das Comunidades Europeias, não contém qualquer disposição proibindo a iniciativa económica pública, enquanto tal: o sistema de propriedade surge como matéria reservada ao espaço decisório exclusivo de cada Estado, uma vez que o disposto nos tratados ‘em nada prejudica o regime da propriedade nos Estados-membros’. Nisto consiste o cerne do princípio da neutralidade comunitária quanto ao regime de propriedade nos diversos Estados integrantes da União Europeia”

<sup>77</sup> BOLLIER (2005, p. 2)

<sup>78</sup> v. nota 68

poderia, realmente, implicar no desincentivo à exploração eficiente destes bens e no seu abandono “à própria sorte”.

Entendemos, em decorrência, que a adequada modulação das tarifas tem o condão de promover incentivos suficientes para a manutenção e modernização da rede e a sua exploração de maneira eficiente, independentemente do regime de propriedade destes bens.

Segundo porque, públicos ou privados, tais bens, e os serviços que deles advêm, foram desde sempre regulados (direta ou indiretamente, de forma contratualizada ou não) de modo a evitar que eventuais problemas de gestão destas infraestruturas impedissem o atingimento de objetivos e finalidades coletivas e/ou reduzissem a qualidade ou a continuidade dos serviços.

Portanto, parece-nos que os resultados que se desejem relativamente à eficiente implementação e manutenção destas infraestruturas podem ser alcançados pela via regulatória, mediante incentivos à alocação de investimentos na aquisição e atualização tecnológica dos bens que compõem as redes e direcionamentos e constrangimentos das atividades desempenhadas pelos agentes do mercado, independentemente dos respectivos direitos de propriedade sobre os bens.

E, em terceiro lugar, porque se colhe da realidade que não são apenas as infraestruturas de titularidade pública que sofrem com graves problemas de desinvestimento e obsolescência e denotam uma exploração ineficiente.

Deveras, noticia FRISCHMANN (2012, p. 143) que “O *Report Card for American Infrastructure* de 2009, por exemplo, atribuiu aos recursos de infraestrutura da nação [Estados Unidos da América] grau cumulativo “D”, lamentando que ‘anos de postergada manutenção e falta de modernização deixaram os Americanos com infraestrutura ultrapassada e defeituosa que não pode satisfazer as nossas necessidades’. O *The Report Card* estima que um investimento de \$2.2 trilhões seria necessário dentro de um período de cinco anos para retomar a infraestrutura da nação a boas condições”.

A razão disso repousa, expusemos em I.2, em uma estrutura regulatória e tarifária que, ao invés de incentivar a inovação e o constante desenvolvimento da indústria, cria ambiente propício a conduta contrária (conservadorismo, postura não-maximizadora de lucro).

Verificamos, pois, que o problema da ineficiência na instalação, manutenção e atualização dos bens afetados às indústrias de infraestrutura não está em sua titularidade, visto



que as regras regulatórias podem e devem, independentemente daquela, promover o atingimento de metas de bom resultado no que tange à instalação e gestão da rede<sup>79</sup>.

Diante destas razões, não vislumbramos quaisquer diferenças substanciais nos regimes históricos das indústrias de infraestrutura atreladas à sua propriedade pública ou privada, muito menos nos dias atuais, em que, sejam públicos, sejam privados, grande parte destes bens e serviços encontra-se sujeita à concorrência e vem se permeabilizando à lógica e a estruturas de mercado, mediante controle público pela via da regulação – a qual, hodiernamente, no que concerne às obrigações impostas aos agentes do mercado do setor elétrico, seja nos anglo-saxões, seja nos países de origem latina, também não apresenta, para a afetação destes bens ao interesse público e a sistemática de financiamento e recuperação de investimentos, diferenças institucionais ou materiais significativas.

Além desta constatação fática, a própria lógica das infraestruturas em rede parece-nos conduzir para a conclusão de que é *indiferente* optar pela natureza pública ou privada da titularidade da rede, tendo em vista que os bens que compõem tais infraestruturas só têm valor quando reunidos ao sistema e operados em rede, *i.e.* sozinhos possuem pouca ou nenhuma serventia<sup>80</sup>.

Somente quando associados a outros bens que possuem funções complementares às suas é que adquirem avultado valor agregado e tornam-se hábeis a fornecer as amplas utilidades que advém dos serviços catapultados pela infraestrutura. Isto, somado ao fato de que tais indústrias se caracterizam por intensos investimentos em bens que “não podem ser

---

<sup>79</sup> Cf. WORLD BANK (1994) “a performance da infraestrutura deriva não das condições gerais do crescimento econômico e desenvolvimento, mas de um ambiente institucional, que usualmente varia entre setores dentro de um mesmo país (...). Portanto, entender o que conta para uma boa – e má – requer o entendimento dos arranjos institucionais para a promoção dos serviços de infraestrutura e os incentivos governamentais para entrega” (p. 6). “Esse relatório identificou três razões para uma performance pobre. Primeiro, a entrega de serviços de infraestrutura usualmente tem lugar em uma estrutura de mercado com uma característica dominante: a ausência de competição. Segundo, os encarregados com a responsabilidade de entregarem serviços de infraestrutura raramente são dotados da autonomia gerencial e financeira que necessitam para desempenharem seu trabalho apropriadamente. (...) Terceiro, os usuários de infraestrutura atuais e potenciais estão mal posicionados para fazer com que suas demandas sejam sentidas. (...) Pelo mecanismo de preços, os consumidores podem influenciar investimentos e decisões de produção em linha com suas preferências” (p. 7)

<sup>80</sup> CAETANO (1969) discorre sobre os bens em regime de universalidade, no sentido de, embora múltiplos, pertencerem ao mesmo sujeito e terem um *destino unitário*, afetando-se a um mesmo fim: “é o que acontece, por exemplo, com uma linha férrea, com uma biblioteca ou com um museu, e em geral com os estabelecimentos afectos a serviços públicos concedidos quando a lei lhes confira carácter público. A linha férrea, segundo as leis portuguesas, compreende a infra-estrutura e a super-estrutura da linha, com as suas dependências e linhas acessórias: - edifícios, sinais, linhas telegráficas e telefónicas e todo o material fixo de qualquer natureza” (pp. 823-824). Referindo-se às redes de distribuição pública de energia elétrica, suas obras e canalizações, salienta o autor que “cada rede forma uma universalidade, constituída pelas estações geradoras e transformadoras, postes e fios, etc.” (p. 842)

convertidos em outros usos ou movidos para outros lugares”<sup>81</sup>, denota que os efeitos práticos para os quais o regime de propriedade pública ou privada de tais bens poderia importar (penhora, alienação, remoção, etc.) são, senão nulos, praticamente irrelevantes (à exceção das obrigações de *unbundling*<sup>82</sup>), afigurando-se uma ou outra opção, a ser exercitada pelo constituinte ou pelo legislador<sup>83</sup>, igualmente válida e eficiente.

---

<sup>81</sup> WORLD BANK (1994, p. 22). Os bens aplicados em infraestruturas em rede possuem, então, natureza cativa (v. nota 46 acerca do conceito de *sunk costs*), não podendo, como regra, ser transportados ou aplicados eficiente em locais/indústrias outras. Por este motivo, entendemos que o fato de tais bens, quando de propriedade privada, poderem ser dados em garantia para concessão de financiamento de projetos de infraestrutura possui pouca aplicação e consequência prática. Assinala GUASCH (2004, p. 30) que “único bem dos concessionários é o direito ao lucro – o fluxo de caixa – dos consumidores pela vida da concessão. Ademais, o valor de tal bem é incerto em razão das naturais variações na demanda e nas tarifas e por causa da possibilidade de terminação antecipada pelo governo. (...) Mas este lucro é o único bem que um operador pode prometer em contrapartida a um empréstimo: nenhuma terra, plantas ou maquinarias o operador pode prometer porque todos os bens físicos remanescem propriedade do Estado. No caso de terminação antecipada do contrato, os mutuários geralmente não possuem direitos ao lucro gerado durante o prazo remanescente da concessão original. Estas deficiências, intrínsecas à concessão, incrementam riscos, aumentas custos de capital e afetam os termos financeiros”. A despeito disso, não vislumbramos de que forma a entrega de um bem afetado a um indústria de rede como garantia de um contrato de financiamento possa modificar substancialmente a situação do investidor, seja porque os bens afetados à prestação de um serviço essencial não podem ser livremente alienados caso ensejem a interrupção do serviço, seja porque tais bens são cativos e só possuem valor agregado quando reunidos ao sistema. Além disso, no que concerne aos direitos e remunerações do concessionário na hipótese de terminação contratual antecipada, importa anotar que o princípio da boa-fé, que devem guardar as partes em todas as relações jurídicas, sobretudo comutativas, e o princípio da proteção de legítima confiança impedem seja adotada a solução simplista acentuada por GUASH. Com efeito, as evoluções doutrinárias e jurisprudenciais, bem como normativas, nesta matéria vêm se orientando para o alargamento do âmbito de proteção do particular (contratante ou não) que tem as suas expectativas legítimas frustradas em razão de uma mudança inesperada e desarrazoada de direcionamento político/governamental. Sobre as diferentes abordagens do princípio de proteção da confiança legítima e os contornos que lhe vem sendo empregados pelos tribunais atualmente, v. VICENTE (2013)

<sup>82</sup> *Unbundling* consiste na desconcentração da rede e dos diferentes serviços prestados a partir dela. O detentor da rede, mediante *unbundling*, passa a se diferenciar do prestador dos respectivos. Há diferentes sistemas ou obrigações de *unbundling*, podendo ser meramente contábil, funcional ou completo, ficando, neste último, impedida a mesma companhia detentora da rede de prestar os serviços respectivos. Daí a titularidade da rede impactar diretamente nas obrigações de *unbundling*, em maior ou menor grau, a depender do tipo de sistema de desconcentração adotado.

<sup>83</sup> Em Portugal, o Decreto-Lei nº 477/80 estabelece “as redes de distribuição pública de energia eléctrica” (art. 4º, l) como domínio público do Estado. Não obstante, MONIZ (2003, p. 69-70) acentua que “Parece resultar do artigo 28º do Decreto-Lei nº 184/95 (relativo à transmissão de bens nas diversas hipóteses de extinção da licença vinculada) que as redes pertencem aos titulares da licença”, podendo entender-se pela revogação daquele diploma. Em reforço, argumenta que, “perante a ausência de uma tomada de posição (explícita ou implícita) do legislador quanto à dominialidade dos bens em causa, e face à exigência das notas características do regime do domínio público, não pode a doutrina, por si só, considerar a RNT (sem prejuízo da sua titularidade pública) e as redes de distribuição do SEP como dominiais e fazer derivar daí toda uma disciplina jurídica” e que “para a caracterização das redes em causa como coisas públicas não parece ser suficiente a acentuação de que as mesmas têm que ficar vinculadas a um certo fim (...). O obstáculo criado pela previsão constante do Decreto-Lei nº 447/80 pode ser removido com o argumento de que tal diploma tinha em vista uma realidade normativa diversa da que resultou para o sector eléctrico (e para o sector energético em geral) a partir de meados dos anos 90, não só a nível da filosofia que lhe está subjacente, mas da própria conceptologia técnica utilizada”

## 2. Formatação do título habilitante

A formatação do título habilitante conforma sob que regime (de direito próprio ou de delegação) serão as atividades exploradas, *i.e.* se os serviços prestados a partir da infraestrutura elétrica serão de natureza pública ou de natureza privada.

Como instrumento de organização do mercado, o título habilitante ao exercício dos serviços elétricos pode ter o condão de influenciar positiva ou negativamente os resultados da indústria, visto que pode conferir uma maior ou menor flexibilidade aos regimes jurídicos aplicáveis aos operadores e criar ambientes jurídicos mais ou menos confiáveis e seguros, tornando, assim, mais ou menos atrativa e eficiente a exploração destas atividades econômicas.

Assim, uma vez tendo empreendido a análise sobre a repercussão que a titularidade dos *bens* que compõem a infraestrutura pode vir a ter sobre a eficiente organização do “setor elétrico inteligente” – e concluído negativamente –, incumbe-nos agora averiguar se há argumentos de cunho *jurídico* que possam vir a apontar qual tipo de titularidade (pública ou privada) das *atividades* e *serviços* se afiguraria mais adequada à estruturação do setor com vista a concretizar todas as vantagens que as redes inteligentes propiciam.

### 2.1. Os principais títulos habilitantes: concessões e autorizações

As *atividades* econômicas em sentido *lato*<sup>84</sup> podem ser de titularidade pública ou privada.

No primeiro caso, o Estado exclui do regime de livre iniciativa privada determinadas atividades que considere diretamente conectadas à concretização de direitos fundamentais e/ou interesses político-estratégicos, retirando-as do mercado, de modo que os particulares somente podem explorá-las mediante prévia opção discricionária estatal de as *delegar*. É o caso dos serviços públicos<sup>85</sup>.

---

<sup>84</sup> Entendemos que, independentemente de contrapartida monetária, sempre que houver uma oferta e uma circulação de bens e serviços escassos, produzidos com fins de suprir necessidades humanas, estar-se-á diante de uma atividade econômica *lato sensu*.

<sup>85</sup> Sem poder adentrar nas inúmeras discussões acerca da extensão e diferentes noções já atribuídas aos serviços públicos, anotamos que rechaçamos a sua caracterização por um critério meramente material (atividade de interesse geral essencial ao liame social), sob pena de não se diferenciarem de inúmeras atividades econômicas privadas igualmente afetadas ao interesse público. A nota diferenciadora dos serviços públicos, então, na nossa opinião, é *publicatio*, *i.e.* o fato de tais atividades terem sido excluídas de exploração livre pelos agentes privados e passarem a ser titularizadas pelo Estado. v. ARAGÃO (2013), GONÇALVES (1999) e GONÇALVES; OLIVEIRA (2001)

Na segunda hipótese, reversamente, o Estado reconhece a prerrogativa de os particulares explorarem atividades econômicas por *direito próprio*, podendo, no entanto, condicioná-las a prévio consentimento e limitar a extensão dos direitos privados para conformá-los aos interesses públicos, pela via da regulação.

Esta dúplice natureza dos serviços permite que haja diferentes combinações para sua exploração. Conforme o WORLD BANK (1994, p. 108), há quatro principais formatos de exploração dos serviços de infraestrutura, hoje, nos países ocidentais: (i) titularidade pública e operação pública; (ii) titularidade pública e operação privada; (iii) titularidade e operação privadas; e (iv) provimento pela comunidade e pelos usuários, representando diferentes formas de titularidade, financiamento e responsabilidades de operação e manutenção, bem como de divisão de riscos o governo e o setor privado.

Considerando que, neste trabalho, voltamos o olhar para o Estado-Regulador, não para o Estado-Prestador, e buscamos averiguar como os agentes privados podem vir a ser incentivados para capitanear o projeto *Smart Grid* juntamente com o Estado e os usuários, focaremos, neste tópico, nossa atenção sobre os formatos (ii) e (iii), *i.e.* nas formas de financiamento privado ou misto<sup>86</sup> e na melhor modelagem dos títulos habilitantes para tal efeito<sup>87</sup>.

---

<sup>86</sup> O financiamento e a operação integralmente públicos, conquanto sejam, em princípio, uma opção política válida e legítima, não nos parece, conforme já expusemos em I.2, condizer com as bases ideológicas sob as quais vêm os Estados atualmente se desenvolvendo e, especificamente no que tange às *smart grids*, uma opção viável se confrontados os altíssimos custos de implementação e manutenção com os hoje cada vez mais escarços recursos públicos. Qualquer que seja o caso da socialização dos custos de financiamento de infraestruturas, seja direto (pelo Estado) ou indireto (pelos usuários, sobretudo em sede de concessão de serviços públicos), porém, deve-se ter em mente a *responsabilidade intergeracional*, no sentido de que a antecipação às gerações presentes de bens e serviços de infraestrutura não vincule injusta e desproporcionadamente as gerações futuras a pagarem as contas de um endividamento desarrazoado presente e de investimentos em infraestruturas obsoletas e não mais condizentes com as necessidades e anseios sociais vindouros. Para uma análise acerca da viabilidade de controle da legitimidade das opções relativas às formas de financiamento de infraestruturas e para a importante discussão acerca dos parâmetros de justiça intergeracional em sede de investimentos infraestruturais, v. SILVA (2008, p. 394-396; e 2013).

<sup>87</sup> É oportuna a nota de que **não ambicionamos, face ao escopo reduzido deste trabalho, realizar um estudo abrangente e aprofundo acerca das concessões e autorizações. A nossa pretensão é bem mais limitada, recaindo basicamente sobre os incentivos e entraves que tais formatos habilitantes podem vir a gerar para o financiamento da infraestrutura e das respectivas atividades e, em último grau, para o desempenho eficiente das *smart grids*.**

### 2.1.1. Concessão

A titularidade pública com operação privada (*delegação*) dá-se, como regra e tradicionalmente, por intermédio do título habilitante da concessão<sup>88</sup>.

GUASCH (2004, p. 27-28) aponta como principais traços do tradicional contrato de concessão: (i) o contrato governa a relação entre a autoridade concedente e o concessionário privado; (ii) a concessão é delegada por um prazo limitado, embora renovável, e, durante este período, o concessionário auferir direitos exclusivos de uso dos bens e exploração das respectivas infraestruturas e desenvolve novos bens e infraestruturas, determinando o contrato sob que preços e condições o concessionário deverá fornecer os serviços e fazer uso destas infraestruturas, que continuam sob titularidade pública<sup>89</sup>; (iii) o concessionário é responsável por todos os investimentos e pelo desenvolvimento de novas infraestruturas – muitas das quais especificadas no contrato – sob a supervisão do Estado ou do regulador, retendo direitos de uso e controle sobre os novos bens até que sejam entregues ao poder concedente na expiração do prazo do contrato; e (iv) é o concessionário remunerado com base em tarifas estabelecidas no contrato (com apropriadas diretrizes [*guidelines*] para sua revisão e ajuste) e que são cobradas diretamente dos usuários, ficando tipicamente reguladas tais tarifas através de mecanismos de taxas de retorno ou *price-cap* e usualmente direcionadas pelo princípio do equilíbrio financeiro eficiente, permitindo à concessionária auferir uma justa taxa de retorno de seus investimentos e, se os lucros não cobrirem os custos (por fatos administrativos e/ou imprevisíveis), são estabelecidos mecanismos de compensação.

Portanto, o tradicional contrato de concessão atribui ao concessionário, em síntese, de um lado, obrigações de, por sua conta e risco, financiar infraestruturas (implementar novas infraestruturas, manter e atualizar as já existentes) e prestar, segundo os parâmetros de

---

<sup>88</sup> Pode haver instrumentos outros de habilitação para a prestação de serviços públicos pela iniciativa privada, como a permissão, a franquia, o credenciamento, etc., havendo, ainda, quem sustente a possibilidade de uma atividade estatal ser delegada também por intermédio da autorização. No presente trabalho, trataremos unicamente da delegação pela via da concessão, visto que é a forma mais utilizada para a gestão e operação de serviços de infraestrutura por particulares.

<sup>89</sup> Em muitos casos, sobretudo de investimentos em novas infraestruturas e bens, a sua titularidade é privada (pertencem ao concessionário) durante o prazo da concessão, operando-se automaticamente a reversão de todos os bens afetados à prestação do serviço público ao fim do contrato: “ao final da concessão, os bens afetados ao serviço reverterem ao poder público. Reverterem tanto os bens cuja posse é transferida ao concessionário no momento da concessão, quanto os que o concessionário incorpora ao serviço durante a execução do contrato” (ARAGÃO, 2013, p. 568), devendo a concessionária (re)passá-los ao concedente em perfeitas condições de funcionamento e conservação e livres de quaisquer ônus. Trata-se de um mecanismo frequentemente utilizado em contratos de concessão por conferir garantias ao concessionário de endividamento, permitindo muitos ordenamentos jurídicos, como regra, o direito de retenção dos bens a serem revertidos em prol do poder público até a amortização integral dos bens ou pagamento da respectiva indenização quando do término da relação contratual.

qualidade fixados pelo poder concedente, os respectivos serviços públicos; de outro, direitos de utilizar os bens e infraestruturas públicas e de ser remunerado adequada e eficientemente, como regra através de tarifas pagas pelos respectivos usuários, pelos investimentos realizados e pelos serviços prestados no curso do prazo contratual.

O direito à justa e equânime remuneração contratual garante ao concessionário, no prazo da concessão, direito à manutenção da equação econômico-financeira do contrato, a qual consiste, nas palavras de DIEZ (1991, p. 319), na “equivalência *honest*a entre as cargas e as vantagens que o co-contratante tenha levado em consideração no momento da conclusão do contrato”, afigurando-se, portanto, como base do sinalagma essencial e necessário entre os direitos e obrigações das partes em um negócio jurídico bilateral comutativo.

Como regra, embora a concessão seja um instrumento de delegação para que o parceiro privado gira os bens públicos e preste os serviços públicos concedidos *por sua conta e risco*, a formatação tradicional das cláusulas de equilíbrio econômico-financeiro do contrato ensejam que o concessionário suporte *apenas* os riscos comerciais ordinários<sup>90</sup> e os riscos econômicos imprevisíveis “contornáveis ou de pequenos reflexos econômicos”<sup>91</sup> na implementação do objeto contratual.

Logo, no caso de ocorrer um aumento no preço de custo por um fator, ainda que na álea econômica cujos riscos deveriam ser em tese suportados pelo concessionário, que não tenha sido contemplado pelas partes na avença original e tal aumento acabe por frustrar os cálculos inicialmente realizados, “a Administração ajuda financeiramente seu parceiro para lhe permitir continuar a consecução do acordo, uma vez que é importante, acima de tudo, que seja preservada a continuidade do serviço público”<sup>92</sup>.

No mais, também os fatos supervenientes e imprevisíveis que digam com fatores ingovernáveis (fortuito e força maior) e com a álea administrativa (alteração contratual unilateral pelo poder concedente<sup>93</sup>, fato do príncipe<sup>94</sup> e fato da Administração<sup>95</sup>) são tradicionalmente suportados pelo poder concedente.

---

<sup>90</sup> Como regra, os fatos ordinários e previsíveis não ensejam a renegociação, salvo disposição contratual ou legal expressa em sentido contrário. O único fato previsível que usualmente enseja a recomposição da equação econômico-financeira é a desvalorização da moeda, que acarreta o *reajuste* (não *revisão*) de preços.

<sup>91</sup> ARAGÃO (2013, p. 610)

<sup>92</sup> MORAND-DEVILLER (2011, p. 412)

<sup>93</sup> A alteração unilateral do contrato consiste na possibilidade de o concedente modificar cláusulas e condições contratuais para satisfação, em cada momento histórico, do interesse público – v.g. aplicar um material novo e mais resistente que o originalmente previsto para a realização de obras, ampliar a rede para cobrir comunidades que se tenham formado desde o início do contrato, etc.

<sup>94</sup> O fato do príncipe repousa em uma determinação geral e imprevisível, expedida pelo próprio contratante, que afete direta e especialmente o contrato ou a sua consecução – v.g. determinadas variações tributárias.

Uma formatação tal, como é intuitivo, torna o instrumento jurídico da concessão altamente permeável a sucessivas renegociações no curso do cumprimento dos contratos e ao comportamento oportunista<sup>96</sup> dos parceiros privados, o que, veremos melhor adiante, dá ensejo à assunção de pesados encargos por parte do poder concedente – e, em última instância, dos usuários – e a inúmeras dificuldades e ineficiências em virtude dos elevados custos de transação que daí advêm.

### 2.1.2. Autorização

O segundo formato usualmente empregado para habilitação de agentes privados à exploração dos serviços de infraestrutura em rede é a autorização ou licenciamento.

Autorizações e licenças (ou licenciamentos) são atos administrativos que reconhecem ao particular o direito de explorar determinadas atividades que, por sua conexão com o interesse público, demandam prévia análise e consentimento do Estado para serem exercidas.

Estes atos, portanto, pressupõem a existência de um direito anterior ao exercício destas atividades, ainda que em estado latente e condicionado à expedição do ato administrativo, servindo à exploração de atividades cuja titularidade seja privada, não pública, passando, então, o particular, uma vez outorgado o título, a exercê-las por *direito próprio*.

Uma primeira consequência desta lógica é a de que são os próprios particulares, por sua livre iniciativa, que constroem o mercado, promovendo o financiamento, a implementação, a operação e a gestão dos serviços autorizados por sua conta e risco, recaindo sobre o governo unicamente a possibilidade de *induzir* os particulares (via subsídios, isenções fiscais, etc.) a encamparem serviços e projetos considerados pertinentes para a consecução dos objetivos públicos, e *ordenar* tais atividades, a fim de que, com o seu exercício, não só não contrariem os interesses públicos, como sejam *direcionadas* ao seu atingimento.

Quer dizer que o Estado, ao invés de assumir, *gerencia* riscos, alocando-os equitativamente (desde que boa a regulação) entre operadores privados e usuários.

Sob uma conformação tradicional e clássica do Direito Administrativo, consoante SILVA (2008, p. 283-284), “as autorizações são (...) actos administrativos que visem tornar possível o exercício de uma actividade excepcionalmente retirada à disponibilidade do sujeito,

---

<sup>95</sup> Os fatos da Administração são ações ou omissões atribuíveis ao poder concedente que tenham o efeito de impedir, procrastinar ou agravar a execução do contrato, atingindo direta e concretamente o objeto contratual – v.g. a não entrega de desapropriação do local em que a obra necessária à prestação do serviço deve ser executada.

<sup>96</sup> GUASCH (2004, p. 19)

para garantir a harmonização entre o exercício desse direito privado e o interesse público, ou, quando for o caso, de dois interesses públicos de grau diverso”.

E, grosso modo, enquanto as autorizações viabilizariam, na definição tradicional, o exercício de poderes discricionários para ponderação entre os interesses e o direito privado e o interesse público em jogo, as licenças seriam outorgadas mediante ato vinculado, pautadas nas pré-ponderações realizadas pelo legislador quanto às condições a serem cumpridas pelo particular necessárias à conformação do direito privado ao interesse público<sup>97</sup>.

Durante muito tempo ambos institutos foram conceituados e estudados como remetentes ao exercício de poder de polícia do Estado, sob a clássica versão oitocentista, esgotando-se o poder de conformação estatal com a mera emissão do ato e, por outro lado, sujeitando-se o particular à precariedade do ato, por motivo de conveniência e oportunidade da autoridade autorizante, ou por descumprimento ou mudança das condições a serem observadas vinculadamente previstas em lei.

Estes tipos de autorizações e licenças tradicionais não se confundem, porém, sob a nossa ótica, com as autorizações e os licenciamentos atualmente outorgados nos ambientes regulados, porquanto estes últimos não se esgotam na simples outorga, tampouco são revestidos, no nosso entender, da precariedade típica daqueles outros atos administrativos<sup>98</sup>.

---

<sup>97</sup> No direito português, SOARES (1978, p. 116-121) distingue as autorizações constitutivas de direitos, que são atos administrativos permitidos pelo legislador à Administração para que, “depois duma ponderação das especiais circunstâncias do caso, possa o agente atribuir ao sujeito privado o poder que lhe foi retirado, em termos de não suscitar ofensa ao interesse público”, e as autorizações-permissivas, que se referem a “situações caracterizadas pela existência de um direito cujo exercício, todavia, pode importar sacrifícios especiais para o quadro de interesses públicos que convém acautelar”

<sup>98</sup> Este entendimento, à evidência, não é absoluto e generalizável para todo e qualquer setor ou atividade econômica, havendo exceções previstas no ordenamento positivo no que tange à precariedade dos títulos habilitantes em ambientes regulados, sendo o caso, p. ex., da licença ambiental em Portugal, a qual, conforme a alínea g do n.º 2 do artigo 18.º do Decreto-Lei n.º 173/2008, tem prazo de validade de 10 anos, podendo, porém, ser renovada (art. 19.º). No entanto, inexistindo previsão legal quanto à precariedade do título ou não sendo ele emitido sob prazo determinado, entendemos que a própria natureza especial da relação jurídica continuativa estabelecida entre poder autorizante e autorizatário nestes casos, marcada pela *funcionalização reforçada* das atividades privadas reguladas ao interesses públicos primários e/ou estratégicos que são dados ao Estado perseguir, impõe responsabilidades igualmente reforçadas que recaem sobre o regulador relativamente à proteção e ao respeito da posição jurídico-subjetiva do particular, em especial à luz do princípio da confiança legítima e, particularmente no caso de atividades com preços regulados, ao equilíbrio econômico-financeiro geral das contas do autorizatário para amortização dos investimentos realizados, conforme veremos à frente (II.2.2.1.2.) e tratamos, ainda que sucintamente, nas notas 81 e 112. Parece ser nesta linha a disposição do projeto de novo Código de Processo Administrativo Português, cujo artigo 166.º prevê: “2 - Os atos constitutivos de direitos só podem ser revogados: “a) Na parte em que sejam desfavoráveis aos interesses dos beneficiários; b) Quando todos os interessados manifestem a sua concordância e não estejam em causa direitos indisponíveis; c) Com fundamento em alteração objetiva das circunstâncias ou na superveniência de conhecimentos técnicos e científicos em face dos quais eles não poderiam ter sido praticados; d) Com fundamento em reserva de revogação, na medida em que o quadro normativo aplicável consinta a precarização do ato em causa e se verifique o circunstancialismo específico previsto na própria cláusula. 3 - Para efeitos do disposto na presente secção, consideram-se constitutivos de direitos os atos administrativos que, sem carácter precário, atribuam ou reconhecem situações jurídicas de vantagem ou eliminem ou limitem deveres, ónus, encargos ou sujeições. 4 -



Nos dizeres de ENTERRÍA e FERNÁNDEZ (1999, p. 133-134), “a autorização foi transplantada ao complexo campo das atividades econômicas, nas quais desempenha um papel que não se reduz ao simples controle negativo do exercício de direitos, mas que se estende à própria regulação do mercado, com o explícito propósito de orientar e conformar positivamente a atividade autorizada no sentido da realização de uns objetivos previamente programados ou ao menos implicitamente definidos nas normas aplicáveis”<sup>99</sup>.

A relação de sujeição dos particulares autorizatários e licenciados ao poder e conformação do Estado (na figura do regulador) é, pois, continuativa, projetando-se para o futuro, viabilizando a ordenação – positiva e negativa – constante e ininterrupta das condutas particulares para o atingimento dos interesses e objetivos públicos, pelo tempo que durar a exploração da atividade econômica pelo particular, que, como regra, não é limitado ou sujeito a prazo.

Logo, pelo instrumento da autorização, embora explore o serviço por direito próprio, ao pleitear e lograr a outorga de uma autorização/licenciamento, o particular *adere* ao regime jurídico-regulatório (ao ordenamento setorial) daquela atividade, devendo adequar-se sucessivamente às obrigações e parâmetros conformadores impostos pelo regulador durante todo o curso da implementação da infraestrutura e da prestação dos respectivos serviços<sup>100</sup>.

---

Na situação prevista na alínea c) do n.º 2, os beneficiários de boa-fé do ato revogado têm direito a serem indemnizados, nos termos do regime geral aplicável às situações de indemnização pelo sacrifício. 5 - Sem prejuízo do número anterior, quando a afectação do direito, pela sua gravidade ou intensidade, elimine ou restrinja o conteúdo essencial desse direito, o beneficiário de boa-fé do ato revogado terá direito a uma indemnização correspondente ao valor económico do direito eliminado ou da parte do direito que tiver sido restringida”.

<sup>99</sup> No mesmo sentido, CASSAGNE (1994, p. 81) acentua que “a diferença [entre autorização por operação, tradicional, e autorização operativa ou funcional] não é puramente conceitual ou didática, mas se projeta sobre as relações entre o particular e a administração. Nas autorizações de operação, o poder desta última se esgota com a emissão do ato, não dando, salvo previsão expressa em contrário, origem a nenhum vínculo posterior com o administrado. Ao revés, nas autorizações de funcionamento há uma vinculação permanente com a administração, com a finalidade de tutelar o interesse público, admitindo-se – tanto na doutrina como na jurisprudência espanhola – a possibilidade de modificação do conteúdo da autorização para adaptá-lo, constantemente, à dita finalidade, durante todo o tempo em que a atividade autorizada seja exercida”. Não por outro motivo que, conforme vimos na nota *supra*, o projeto de novo Código de Processo Administrativo Português visa a autorizar, no n.º 2, alínea c, do artigo 166º, a modificação dos regimes jurídicos das atividades reguladas por alteração superveniente das circunstâncias que atinem ao ambiente regulado.

<sup>100</sup> Evidentemente, havendo prejuízo especial e anormal sofrido pelo particular em decorrência da expedição de atos individuais concretos ou gerais e abstractos, ainda que legais, poderá ter lugar a responsabilização civil do Estado ou o dever de compensação do sacrifício, cf., aliás, prevê o projeto de novo Código de Processo Administrativo Português no artigo 166º, n.ºs 4 e 5.

## **2.2. Cotejo analítico**

À vista das características dos regimes jurídicos da concessão e da autorização descritas *supra*, podemos extrair importantes pontos em comum na lógica entre ambos regimes habilitantes, que, porém, se diferenciam essencialmente na forma com que as relações entre Estado e particular se desenvolvem e com que as respectivas equações econômico-financeira são balanceadas.

### **2.2.1. Aproximações**

Autorizações e concessões, como instrumentos jurídicos habilitantes para a instalação e operação por particulares de infraestruturas diretamente conectadas a interesses coletivos, operam sob lógicas substancialmente análogas. Vejamos.

#### **2.2.1.1. A regulação por contrato e as cláusulas regulatórias**

Tanto a autorização, quanto o contrato de concessão se colocam a regular (em sentido *lato*) a organização das indústrias de infraestrutura, disciplinando e conformando os parâmetros e *standards* de condutas a serem cumpridos pelos agentes regulados para o atingimento dos interesses públicos, seja através de cláusulas e obrigações contratuais, *inter alia*, seja por decisões individuais aplicadas a um determinado agente regulado, seja por normas gerais e abstratas aplicáveis a todos os agentes de um determinado setor.

O contrato de concessão, portanto, tal como a autorização, é um instrumento de regulação, que submete o agente privado a um feixe de direitos e obrigações, monitoramentos, fiscalizações e possíveis cominações de sanções que servem, em último grau, a estruturar de acordo com o interesse público as relações que têm lugar em determinado mercado.

Daí aludir a doutrina, consoante GONÇALVES (2010, p. 1021), a uma *regulação por contrato*, *i.e.* “ao potencial regulatório dos contratos de concessão: na verdade, na hipótese em análise, a função regulatória do mercado cabe ao contrato de concessão (de serviços ou de infra-estruturas) ou, em geral, ao contrato público que habilita a empresa a entrar num determinado mercado e que define as ‘regras’ sobre o comportamento das empresas (...) Nesta aplicação, o contrato regulatório não constitui, portanto, uma novidade; em rigor, não representa mais do que um novo nome para uma velha realidade”.

Este fenômeno se reforça pelo fato de que tanto a autorização, quanto a concessão operam através de contínuas e incessantes adaptações do regime jurídico aplicável ao agente privado para fins de conformação aos cambiantes interesses coletivos afetos às indústrias de infraestrutura.

O fato de estarem presentes, nestas indústrias, interesses públicos primários, que são naturalmente cambiantes, e, notadamente no caso das *smart grids*, tecnologias e relações intersubjetivas dinâmicas que evoluem sempre e rapidamente, implica a necessidade constante de adaptação e modificação das obrigações impostas aos agentes privados para atender às mutações da realidade.

Mediante a autorização, o particular adere ao regime jurídico consubstanciado no ordenamento setorial, devendo conformar-se continuamente aos princípios e regras, atuais e futuros, exarados pelo regulador.

Da mesma forma, malgrado sujeita a um regime contratual, a concessão não escapa às constantes adaptações a serem realizadas no curso da execução do contrato. Os contratos de concessão, com efeito, são marcados por uma constante mutabilidade, justificando a conferência de poderes exorbitantes à parte concedente para modificar (unilateral ou consensualmente) as condições contratuais de modo a compatibilizá-las constantemente com os interesses e objetivos que vão emergindo e cambiando ao longo da execução do pacto.

Seja pelos longos prazos de duração destes contratos, seja pela alta complexidade de seus objetos, é impossível antecipar, quando de sua celebração, todos os interesses, tecnologias e demandas que advirão no curso de sua execução.

O que se preenche sempre – e constitui núcleo intangível do contrato – no momento da celebração do pacto são as cláusulas constitutivas da equação econômico-financeira e da repartição de riscos, estabelecendo os parâmetros que perdurarão e deverão ser obedecidos durante todo o prazo contratual.

As demais condições da avença, que respeitam à forma do cumprimento contratual, encontram-se sujeitas a vicissitudes provocadas pelos agentes contratantes ou por fatores exteriores. Portanto, os contratos de concessão são essencialmente *incompletos*.

Isto significa que os projetos, obrigações e perspectivas calculados no momento da assinatura do negócio podem (e na quase totalidade dos casos é exatamente isto que ocorre) tornar-se obsoletos<sup>101</sup>, inadequados ou mesmo imprestáveis ao longo do tempo e à vista de mudanças na realidade fática.

---

<sup>101</sup> SAUSSIÉ (2013, p. 8)

Assim, não é possível, como tampouco é desejável que a regulação (*lato sensu*) da implementação, gestão e operação das infraestruturas em rede seja feita exclusivamente pelo instrumento contratual. Por isso, há a submissão automática do concessionário, salvo expressa disposição em contrário, ao regime normativo (constante de lei, decreto e regulamentos) geral vigente para as atividades delegadas<sup>102</sup>.

Para além das cláusulas delineadas no contrato, portanto, aderem ao regime jurídico da concessão as denominadas “cláusulas regulamentares ou de serviço”, as quais disciplinam o modo e a forma de realização do objeto contratual, compatibilizando-o sempre aos interesses públicos, e, conseqüentemente, “podem ser modificadas ou suprimidas pelo Poder Público, toda vez que as contingências sociais se alterarem ou o interesse coletivo o exigir”<sup>103</sup> – e, à evidência, caso tais modificações unilaterais do feixe de direitos e obrigações a que se encontra sujeito o contratado impacte a equação econômico-financeira original, terá lugar o reequilíbrio.

Aproximam-se, então, a autorização e a concessão por submeterem os agentes privados continuamente – até o fim do prazo contratual, no caso da concessão, ou indefinidamente, no caso, como regra, da autorização – à evolução da indústria e à adaptação às novas realidades e interesses que se colocam, o que dá ensejo a um segundo conjunto de características análogas entre ambos o regimes que consiste na obrigatoriedade de manutenção do equilíbrio econômico-financeiro do particular.

#### **2.2.1.2. O direito ao equilíbrio econômico-financeiro**

O regime de concessão calca-se precipuamente na incolumidade da equação econômico-financeira do contrato, no sentido de que quaisquer modificações – unilaterais, bilaterais ou decorrentes de fatores externos ao contrato – do feixe de direitos e obrigações a que se encontra sujeito o contratado dará lugar a um reequilíbrio da equação econômico-financeira original caso seja ela impactada.

No caso da autorização, não é pouca a doutrina que defende que, por estar-se diante de uma atividade econômica de titularidade privada, o particular assumiria todo e qualquer risco do negócio, não fazendo jus à continuidade do regime setorial, nem adquirindo direitos à manutenção do equilíbrio de suas contas (um equilíbrio econômico-financeiro global),

---

<sup>102</sup> CAETANO (1996, p. 243)

<sup>103</sup> MEIRELLES (1991, p. 191)

tampouco a compensações por eventuais mudanças implementadas no ordenamento setorial, devendo apenas sujeitar-se aos comandos estatais.

Em ambientes regulados cujos preços são livres, anuímos com tal entendimento, porquanto, neste caso, o desempenho dos particulares é guiado e subordinado à lógica do mercado, operando as obrigações impostas pelo regulador somente como um dos custos – o “custo regulatório” – somando a todos os outros a serem considerados para o cálculo dos preços que promoverão uma taxa de retorno considerada suficiente e economicamente viável pelo particular.

Para a situações de *preço regulados* – como no caso do setor elétrico –, porém, entendemos que a visão tradicional é por demais simplista quanto à natureza e às consequências da habilitação via autorização, deixando de considerar as complexidades e as peculiaridades que caracterizam estes mercados.

Nestes casos há, na relação Estado-operador, uma forte ingerência estatal, devendo os agentes privados ordenar as suas atuações aos planos e políticas públicas exaradas pelo Estado sem que lhes seja dada a possibilidade de ajustar livremente os preços cobrados do usuário final para fazer frente aos custos que lhe são impostos para o cumprimento desta incumbência.

Ou seja: os “custos regulatórios” passam a ser *internalizados* pelos agentes privados e somente mediante autorização do regulador podem ser repassados para os usuários pela via do preço. Consequentemente, também o lucro a ser obtido pelo particular – e que é o principal motor de suas escolhas e suas atividades – passa a ser limitado e arbitrado pelo regulador.

Por conseguinte, o retorno dos investimentos realizados depende de uma formatação regulatória que garanta o equilíbrio entre despesas e receitas, equalizando o balanço econômico-financeiro do particular em contrapartida à alocação de recursos e à prestação de serviços direcionados ao atingimento do interesse público, sob pena de configurar-se um expropriação, por via transversa, do patrimônio particular para fins de interesse coletivo, o que, de qualquer modo, obrigaria a uma justa compensação financeira.

A experiência prática colhida em países com antiga e ampla presença de agentes privados em mercados desta natureza corrobora o exposto.

Nos Estados Unidos e Inglaterra, a titularidade privada das atividades e infraestruturas não impediu nem que fossem amplamente regulados os serviços e as tarifas em prol do interesse público, nem que o cálculo das tarifas aplicáveis considerasse não só a distribuição de risco entre operadores e usuários, como a remuneração justa dos agentes privados e a devida amortização de seus investimentos.

De fato, a Suprema Corte Norte-Americana, em famoso *leading case*, assentou que “deve haver um justo retorno sobre o valor razoável da propriedade no momento em que está sendo usada pelo público. (...) o que a companhia está intitulada a pedir é um retorno justo sobre o valor do que emprega para a conveniência pública (...). A taxa de retorno deve ser razoavelmente suficiente para assegurar a confiança na saúde financeira da *utility* e deve ser adequada, sob gerenciamento eficiente e econômico, a manter e assentar o seu crédito e permitir o levantamento de fundos necessários para desincumbir-se propriamente de seus deveres públicos”<sup>104</sup>.

E fixou como parâmetros para ensejar um balanceamento voltado à razoável e suficiente adequação da taxa de retorno as “mudanças afetando a oportunidade para o investimento, o mercado financeiro/de empréstimos [*money market*] e condições de negócio gerais”<sup>105</sup>.

QUINN e REED (2010, p. 846), tratando da realidade estadunidense do setor elétrico, expõem que “Os reguladores determinam quanto os acionistas [*shareholders*] de uma IOU [*Investor-owned electric utilities*] podem pagar, que despesas o operador pode recuperar junto aos usuários, os níveis de tarifas para certas classes de usuários, o grau até o qual as tarifas podem ser modificadas em certas circunstâncias, e como o operador pode expandir a sua capacidade para fazer face às projeções de demanda futura”. E, para o que realmente importa para o cerne de nossa explanação, “os reguladores, no entanto, encontram limites reais. Eles devem balancear as recuperações de custos de investimentos do operador através das tarifas com os direitos dos usuários em uma maneira justa, alcançando (...) um balanço razoável entre interesses concorrentes”.

Perante estas considerações, as modificações e imputações de obrigações realizadas pelo regulador no regime de habilitação via autorização, desde que afetem o balanço geral entre os custos de investimentos e as taxas de retorno devidas aos operadores autorizatários, dão ensejo a direitos a uma acomodação tarifária.

Portanto, no nosso entender, o autorizatário faz jus a um “equilíbrio econômico-financeiro” geral, *i.e.* à justiça da compensação e remuneração pelos investimentos realizados e pelos serviços prestados, tal como nos casos das concessões.

Não por outro motivo que uma parte considerável da doutrina refere a uma *regulação como contrato* para explicitar a forte aproximação entre as lógicas de interação e

---

<sup>104</sup> U.S. SUPREME COURT. *Bluefield*

<sup>105</sup> *Idem*

relacionamento existentes dentro dos sistemas regulatórios *stricto sensu* e dos sistemas contratuais<sup>106</sup>, figurando o agente regulado como que um agente ou comissário do Estado.

Apesar de reconhecermos a importância desta doutrina na explicitação dos pontos de encontro entre o regime da autorização e o regime contratual da concessão, sobretudo no reforço das responsabilidades públicas de estabilização das relações jurídicas travadas entre o Estado e os agentes privados e de proteção ao direito destes últimos a uma remuneração justa e equânime em contrapartida ao atendimento dos parâmetros e obrigações impostos pelo poder público (pela via contratual ou regulatória) para persecução do bem-estar geral, entendemos que há substanciais diferenças na forma sob a qual se desenvolvem ambos instrumentos habilitantes que não permitem chegar ao ponto de igualá-los. Vejamos.

### **2.2.2. Diferenças**

É do nosso entendimento que a diferença entre os regimes de concessão tradicional e autorização em ambientes de tarifas reguladas repousa na *forma* com que as modificações e revisões tarifárias podem ser implementadas e nos respectivos impactos que têm o condão de gerar na eficiência global das atividades cujo desempenho se põem a habilitar.

A contratualização formal e explícita do vínculo jurídico entre o Estado e o agente privado – que se revela na concessão, mas se encontra ausente na autorização – tem o condão de implicar diferenças substanciais nos títulos habilitantes ora em análise, a partir da maior ou menor discriminação dos fatores hábeis a disparar o rebalanceamento do equilíbrio do operador, da maior ou menor flexibilidade e agilidade com que a revisão do regime jurídico pode se dar e da forma com que o reequilíbrio pode ser implementado, o que faz com que sejam gerados maiores ou menores custos (especialmente de transação) ao Estado e aos usuários.

#### **2.2.2.1. Segurança**

Em setores de infraestrutura, o fator *segurança* é, como intuitivo, de suma importância, por atribuir direitos e garantias aos investidores de que se remunerarão de forma justa e proporcional pelas alocações monetárias que realizarem e poderão utilizar-se dos instrumentos judiciais adequados para fazer valer os seus direitos, o que culmina em

---

<sup>106</sup> GONÇALVES (2010, p. 1008-1011)

incentivos ao aporte de capitais e na redução dos riscos e, conseqüentemente, do custo do financiamento.

A formalização do vínculo jurídico em um instrumento contratual atrai um feixe de normas protetivas que se voltam a alcançar a estabilidade das relações jurídicas, gerando direitos que passam a ser adquiridos pelas contrapartes pelo exercício ativo da autonomia da vontade.

Dessa maneira, a *contratualização do vínculo jurídico* têm o efeito de (i) formalizar uma determinada relação jurídica equilibrada, que deve assim permanecer até o término do prazo contratual – o qual, por sua vez, é balizado pelo período necessário à auferição de bônus para compensar os ônus contratualmente imputados às partes; e (ii) transformar automaticamente em ilícito o descumprimento de cláusulas ínsitas ao núcleo sinalagmático e comutativo do pacto, atraindo de pronto intervenção judicial para sustar ou reparar a ofensa gerada, conferindo uma segurança jurídica reforçada à relação entre Estado e agente privado.

Ademais, o contrato é um instrumento de repartição de riscos, *i.e.* promove uma alocação entre as partes de inúmeros riscos afetos ao objeto contratual. E, uma vez celebrado o pacto, a alocação de riscos acordada pelas partes estabiliza-se e mantem-se durante todo o prazo do negócio. Daí que, conforme vimos acima (II.2.1.1), o tradicional contrato de concessão aloca os riscos (áreas econômica e administrativa) de forma *estanque*, tendo já trabalhado largamente o legislador, a doutrina e a jurisprudência para arrolarem as circunstâncias que disparam o reequilíbrio contratual e quem deve arcar com os respectivos prejuízos, o que acaba por se refletir e assentar nas cláusulas dos contratos de concessão.

Isto permite que as partes contratantes tomem conhecimento, calculem e “monetarizem” antecipadamente os riscos que lhe são alocados, reduzindo, em princípio, os cenários de incerteza que operam como fatores instabilizadores das relações jurídicas.

Em acréscimo, por ser um instrumento de regulação, o contrato de concessão traz já em si parâmetros e obrigações-chave que vinculam tanto o concessionário quanto o poder concedente, reduzindo, em consequência, a discricionariedade regulatória da entidade responsável pela ordenação e fiscalização de condutas em um determinado setor regulado.

Isto significa que as “cláusulas regulatórias” e as posteriores modificações que atinjam a execução do contrato devem remeter-se ao sistema de regulação contratual original, o que contribui para que haja menos desvios e, naturalmente, uma maior confiança na estabilidade do regime jurídico aplicável ao concessionário.



Em contrapartida, a ausência de contratualização do vínculo no caso da autorização teria o condão de tornar tais relações jurídicas menos estáveis e, portanto, menos seguras, impactando nos incentivos e no comportamento dos agentes privados em levar a efeito investimentos em ambientes regulados.

Na autorização, há uma maior liberdade do regulador em conformar as condutas dos agentes privados, cujos direitos – ao equilíbrio da relação jurídica e à compensação por eventuais abusos ou rupturas da parte do regulador – não se encontram previamente assegurados, descritos e delimitados em um instrumento contratual, colocando-se parâmetros mais gerais a serem aplicados para o balanceamento da relação “justa taxa de retorno-tarifa” e um poder maior de conformação constante na equiponderação dos direitos e interesses em jogo e dos riscos existentes no mercado.

Do mesmo modo, pelos direitos dos agentes regulados não se encontrarem previamente formalizados e arrolados em um termo contratual, eventuais rupturas ou ilicitudes praticadas pelo regulador podem não se relevar tão fácil ou nitidamente<sup>107</sup> como no caso de alterações que contradigam cláusulas dos contratos de concessão, majorando os ônus argumentativos e probatórios dos agentes regulados em fazer valer os seus direitos.

Finalmente, por se tratar de um ato jurídico unilateral, a autorização ainda é entendida por uma parte substancial da doutrina como um título precário, passível de ser revogado por conveniência e oportunidade da entidade pública que o outorgou sem que isso confira ao particular, a princípio, direito a posteriores compensações.

Sob a ótica tradicional do instrumento da autorização, portanto, dificilmente este título habilitante seria hábil a conferir aos agentes privados a segurança mínima necessária ao aporte dos vultosíssimos recursos que demandam as *smart grids*.

Entendemos, porém, inclusive pelos motivos já expostos quando tratamos do direito dos agentes regulados ao equilíbrio econômico-financeiro global de suas contas, que as autorizações em ambientes de preços regulados não possam ser submetidas ao regime tradicional aplicado às autorizações e licenças públicas em geral, porquanto as relações que se desenvolvem triangularmente entre Estado, operadores privados e usuários nos ambientes de preços regulados são dotadas de importantes peculiaridades.

No plano do relacionamento entre Estado e agentes privados, as atividades desenvolvidas sob um regime de preços regulados são fortemente *instrumentalizadas* e *funcionalizadas* à consecução de objetivos, políticas e interesses públicos específicos destes

---

<sup>107</sup> GONÇALVES (2010, p. 1023)

mercados, em que o Estado-Regulador arrola os fins e, os particulares, implementam os meios para logr -los.

Diante disso, não vemos a relação regulador-operador como uma relação de simples sujeição deste último às regras exaradas e aos interesses públicos identificados e arrolados pelo primeiro. Na verdade, enxergamos também uma relação associativa-cooperativa em que ambos contribuem para a construção do mercado, encampando, o operador, os projetos e políticas governamentais e realizando os investimentos necessários a implementá-los, e promovendo, o regulador, um ambiente seguro e (tecnicamente) apropriado para o desenrolar destas atividades e equiponderando os interesses públicos e privados em questão.

Daí defendermos não só que a relação continuativa entre regulador e operador *em atividades de preços regulados* deve ser regida primacialmente pela *confiança*, introduzindo-se as mesmas lógicas de comutatividade, boa-fé e equilíbrio que constituem as bases das relações contratuais, como a impossibilidade de conferir-se natureza precária ao título habilitante, seja pelos altíssimos custos envolvidos na implementação e gestão destas atividades, seja pela incompatibilidade de uma tal solução com a confiança que deve ser deferida pelo Estado aos particulares que aderirem aos projetos e políticas públicas<sup>108</sup>.

Sob a  tica da relação Estado-usuário, por outro lado, o regulador não atua meramente como advogado ou protetor dos direitos dos usuários perante a indústria. Vai mais  m: estipula regras e condicionamentos   auferição destes serviços e aloca, mediante a tarifa, riscos a serem por eles suportados. Da mesma forma que usuários e operadores não se relacionam meramente como fornecedores-consumidores, porquanto financiam e gerem cooperativamente as infraestruturas e os serviços prestados sob a lógica do clube.

Significa, então, que as complexas relações que têm lugar nestes ambientes regulados não permitem aplicar, sem as devidas ponderações e adaptações, as conclusões alcançadas pela doutrina e pelos tribunais para os institutos e relações clássicas e tradicionais do direito administrativo<sup>109</sup> - no nosso caso, para as autorizações e para as licenças.

Não que não haja relações de sujeição (exercício de poder de polícia) clássicas em ambientes regulados. Mas na construção e na organização de um novo marco setorial para as

---

<sup>108</sup> Cf. SILVA (2008), relativamente às autorizações para geração de energia elétrica, “O *acto* não aparece aqui como instrumento de tutela do interesse público, mas como instrumento *administrativo de coordenação de direito público e do direito privado*, através da conformação dos direitos dos privados segundo as orientações de política pública do sector, que designamos como ‘*actos administrativos de orientação de comportamentos*’” (p. 285-286), concluindo que “isso leva que os actos não possam ser revogados a partir do momento em que se tornam definitivos” (p. 288)

<sup>109</sup> Sobre os instrumentos jurídicos tradicionais e o “novo direito administrativo”, v. SILVA (2008); SILVA (2010); e GARCIA (2009)

*smart grids*, sobretudo em matéria de financiamento e gestão – que é sobre o que nos debruçamos aqui –, elas não se nos afiguram aplicáveis.

A consequência disso repousa na necessidade de reforço das responsabilidades do regulador em desenvolver uma política regulatória harmônica, dialógica e estável, evitando rupturas injustificadas no regime jurídico aplicável ao setor e construindo conjuntamente o mercado com os agentes regulados

Uma nova postura das autoridades públicas reguladoras, à vista disso, conjugada com uma transformação da orientação do instrumento da autorização de um título unilateral precário que habilita o Estado a exercer indiscriminadamente potestades públicas para um título habilitante que confere direitos e promove a estabilização de relações e cenários regulatórios, torna-se indispensável a suprir a ausência de segurança jurídica reforçada de que carecem as autorizações em virtude da não-contratualização do vínculo jurídico sob que operam.

#### **2.2.2.2. Flexibilidade**

Ao mesmo tempo que a contratualização do vínculo jurídico confere segurança aos agentes privados, reduz substancialmente a flexibilidade do regulador em adaptar contínua e tempestivamente as atividades em vigor às necessidades e mutações da realidade, afigurando-se estes dois valores essenciais para o desenvolvimento das indústrias de rede – segurança e flexibilidade – como inversamente proporcionais, o que denota a complexa e difícil tarefa em confrontá-los e ponderá-los na modelagem jurídica dos setores infraestruturais.

A flexibilidade em indústrias de rede é essencial em razão dos cambiantes interesses públicos atrelados a estes bens e atividades, e, sobretudo no caso das *smart grids*, dos desenvolvimentos constantes da tecnologia, das múltiplas e complexas relações intersubjectivas e das dinâmicas sociais que terão lugar no ambiente regulado<sup>110</sup>.

---

<sup>110</sup> Não é demais acrescentar que também a aléa econômico-financeira internacional vem interferindo crescentemente nos setores econômicos, inclusive energéticos, devendo também ser considerada quando da formatação jurídico-regulatória das redes inteligentes, notadamente em termos da flexibilidade do título habilitante para adaptar-se às cambiantes condições dos mercados e cenários globais. No presente contexto de crise econômica, deve-se ponderar, p. ex., a flexibilidade dos títulos habilitantes em permitirem a desaceleração de investimentos anteriormente previstos e projetados quando eram outros os cenários político-econômicos globais, a fim de desonerar o poder público e, mesmo, os usuários de desembolsarem substanciais quantias em projetos que, à vista da mudança de contexto, já não mais se afigurem prioritários ou sustentáveis em termos econômicos. Sem dúvidas, uma solução tal (v.g. a desaceleração de investimentos) é melhor absorvida sob títulos mais flexíveis, como a autorização, sendo certo que a solução, sob o enquadramento tradicional da concessão, de rescisão contratual por motivo de interesse público com a respectiva indenização integral do concessionário não só seria desarrazoada (no caso de o cenário global modificar-se novamente em momento posterior, permitindo a

É preciso, assim, que os esquemas regulatórios sejam permeáveis às mudanças e progressos que as *smart grids* gerarão, seja para fins de atingimento dos interesses públicos em cada momento histórico, seja para assegurar aos agentes do mercado a desenvoltura indispensável à atuação em um mercado que cada vez mais se pautará por lógicas de mercado e concorrência, evitando, em consequência, que os esquemas regulatórios aprisionem os agentes regulados em tecnologias e relações obsoletas, que impedirão o seu sucesso no mercado e, em último grau, o sucesso das próprias redes inteligentes.

A conformação evolutiva das condutas dos particulares às modificações da realidade em sede de concessão, porém, vem carregada por maiores ônus e dificuldades que sob o instrumento da autorização, precisamente por estar o poder público atrelado às condições e esquemas estabelecidos contratualmente.

Em primeiro lugar, como regra, os contratos de concessão encontram-se sujeitos ao princípio da licitação e da vinculação ao instrumento convocatório, o que significa que sejam mantidas as condições da proposta no curso da execução do contrato, *i.e.* que os direitos e obrigações derivados dos contratos celebrados no fim do procedimento licitatório sejam resguardados em face de alterações posteriores<sup>111</sup>.

Logo, embora possa adaptar algumas matérias disciplinadas no contrato, o poder concedente fica preso às escolhas estruturantes básicas (núcleo fundante do contrato) que originalmente adotou para o setor<sup>112</sup>.

Em segundo lugar, o fato de o contrato prever procedimentos e regras estanques para a incidência e a solução dos reequilíbrios contratuais faz com que sejam mais demorados e mais burocráticos os processos de renegociação de cláusulas contratuais que processos de recomposição na seara regulatória em sentido estrito.

A ausência de um vínculo formal contratualizado, no sistema de autorização/licenciamento, parece-nos, com efeito, permitir que sejam mais flexíveis e ágeis os ajustamentos dos regimes regulatórios aos objetivos públicos se comparados com as

---

continuidade dos investimentos), como altamente dispendiosa para a coletividade. Sobre estas questões e outras atinentes ao direito do investimento estrangeiro e modificações dos cenários político-econômicos nacionais e globais e seus respectivos impactos em relações jurídicas em curso, v. SILVA (2013).

<sup>111</sup> MARQUES NETO (2002, p. 210) aduz ser “completamente interdita (mesmo à luz das cláusulas regulamentares) a imposição de alterações de tal profundidade que acarretem a adulteração (...) do objeto licitado, assim entendido o conjunto de pressupostos negociais e o rol de obrigações subjacentes à outorga”.

<sup>112</sup> Isso não significa, como aliás já salientamos, que tais atividades delegadas não estejam sujeitas a mudanças e evoluções condizentes com os cambiantes interesses públicos, a inovação e evolução tecnológicas e as melhores práticas e técnicas disponíveis para a indústria. O que pretendemos salientar é que as opções estruturantes do poder concedente (*v.g.* a escolha quanto ao tipo de rede a ser empregada, as variáveis que compõem a equação econômico-financeira, etc.) que diretamente integraram o processo licitatório e ensejaram a escolha do parceiro privado não podem ser modificadas, sob pena de ofensa ao princípio da licitação e vinculação ao instrumento convocatório.

renegociações que têm lugar sob o sistema de concessão, já que os autorizatários estão sujeitos a um sistema *dinâmico* de diálogos e negociações com o regulador e, a mudança no regime, não implica necessariamente a implementação de um processo, como regra, custoso e demorado, para renegociação dos termos (fixos) de contratos.

Por fim, o fato de os contratos de concessão manterem esquemas obrigacionais e de alocação de riscos de forma *estanque* pode redundar em importantes perdas em flexibilidade e, em último grau, de eficiência da modelagem jurídica, por resultar na inevitabilidade de reiteradas *renegociações* entre o concedente e o concessionário, culminando em sucessivos reequilíbrios econômico-financeiros do contrato.

Os esquemas de reequilíbrio implementados pela via da regulação via autorização, por dizerem com a taxa de retorno geral dos agentes regulados e serem implementados para cada período regulatório (que pode ser de um, três, cinco, oito anos, etc.), permitem atribuir de forma mais célere e flexível aos agentes novas obrigações e parâmetros de conduta que os vínculos contratualizados da concessão.

A uma porque, caso tais parâmetros e obrigações integrem uma cláusula contratual, dependerão, para serem implementados, da abertura de um processo de renegociação de um aditivo contratual, demandando tempo e recursos.

A duas porque, ainda que tais parâmetros e obrigações não integrem o contrato, pertencendo ao escopo das denominadas “cláusulas regulamentares”, darão ensejo, em qualquer caso, se afetarem o equilíbrio econômico-financeiro original, a um processo de recomposição, que, como regra, é individualizado, específico e subsequente – *i.e.* para cada nova obrigação acrescida procede-se ao reequilíbrio, para fazer frente à desestabilização gerada por aquele novo fator, subsequentemente ou até no mesmo ato que impôs a nova obrigação, sem postergar o rebalanceamento para o período regulatório seguinte, que poderia, de uma só vez, proceder concomitantemente à recomposição de todas as perdas e ganhos demonstradas em uma determinada periodicidade.

Ademais, o fato de nos contratos tradicionais de concessão os riscos se encontrarem alocados de forma estanque e primordialmente correrem às expensas do poder concedente (na realidade, em último grau, dos usuários) impede que haja uma distribuição equitativa e condizente com as cambiantes realidades do mercado que o regime de autorização, em contrapartida, permite<sup>113</sup>.

---

<sup>113</sup> Corroborando o exposto, recente decisão exarada pelo SUPREMO TRIBUNAL DE ESPAÑA no STS 7406/2012, julgado em 21 de novembro, torna clara a maior flexibilidade existente nos regimes de recomposição do equilíbrio econômico-financeiro nas relações jurídicas autorizadas relativamente às relações contratualizadas.

### 2.2.2.3. Custos de transação

Custos de transação são custos que os agentes econômicos incorrem quando recorrem ao mercado para obter equipamentos, insumos ou serviços, ou simplesmente quando ingressam em uma relação jurídica com outro(s) agente(s), envolvendo custos de negociar, elaborar e garantir o adimplemento de direitos e obrigações de uma relação jurídica, seja ela formalizada/contratualizada (v.g. contrato de concessão) ou não<sup>114</sup> (v.g. uma relação entre regulador e autorizatário).

---

Naquele caso, impugnava o recorrente, geradora de energia fotovoltaica sob o regime especial de instalação e remuneração pela via de tarifas reguladas (cerca de dez vezes superior aos preços de mercado), o Real Decreto 1565/2010, de 19 de novembro, por ter ofendido os princípios da segurança jurídica, confiança legítima e o seu direito de propriedade (à justa remuneração), na medida em que reduzira para trinta anos o prazo da tarifa regulada aplicável às instalações fotovoltaicas, o qual, nos termos do anterior Real Decreto 661/2007, não parecia ter limite temporal algum. O Tribunal rejeitou o pleito recursal, calcando-se nos seguintes argumentos pertinentes à matéria ora em análise: (i) “uma medida normativa como a impugnada no presente litígio, cuja eficácia se projeta não ‘para trás’ no tempo, senão ‘para adiante’, a partir de sua aprovação, não entra no âmbito da retroatividade proibida” (p. 3); (ii) “o apelo aos princípios da segurança jurídica e confiança legítima há-de ser tratado não com vista às mudanças que se produzam sobre uma única das medidas de fomento, mas *em relação a todo o conjunto delas*, isto é, com o marco regulatório jurídico-econômico aprovado pelas autoridades espanholas em favor destes setor das energias renováveis. A análise ‘reduzida’ não permitiria, entre outras coisas, ter em conta a devida consideração a eventuais ‘*compensações*’ que, dentro daquele conjunto de regras favoráveis, pudessem ter-se introduzido mediante a ampliação de determinados componentes favoráveis *em troca* da redução ou da limitação (neste caso, meramente temporal) de outros” (p. 4, grifo nosso); (iii) “o Governo que fixa inicialmente os estímulos ou incentivos a cargo de toda sociedade (pois são definitivamente os consumidores quem os satisfazem) pode, posteriormente, ante as novas circunstâncias, estabelecer ajustes ou correções de modo a que a assunção pública dos custos se tempere até níveis que, respeitando o mínimo de rentabilidade para as inversões feitas, moderem as retribuições ‘*finais*’” (p. 6); e (iv) “a previsibilidade, em concreto, da limitação a 30 anos do período de desfrute da tarifa regulada para as instalações fotovoltaicas anteriores a setembro de 2008 (que, de todo modo, já consideramos implícita na regulação originária contida no Real Decreto 661/2007) era tão mais acentuada quanto que já se havia fixado um período máximo de 25 anos para as instalações fotovoltaicas posteriores àquela data, por virtude do Real Decreto 1578/2008, antes citado” (p. 7). Sendo assim, por ser previsível tal mudança, de acordo com as peculiaridades tecnológicas e econômicas do setor fotovoltaico e por ser imperiosa a verificação da redução do prazo relativamente a outros fatores passíveis de influenciar o equilíbrio econômico-financeiro geral do autorizatário, deixou de ser acolhido o pleito recursal, salientando-se, ainda, que a redução do prazo não atingiria a razoabilidade da remuneração e retorno dos investimento, denotando a maior flexibilidade que lastreia a regulação pela via da autorização. Parece-nos evidente que outra seria a solução caso estivesse contratualizado o vínculo e fossem aplicados os formatos de divisão de riscos tradicionais da concessão, na medida em que o prazo do contrato diz diretamente, como regra, ao período necessário à recuperação dos investimentos por parte dos concessionários e a recomposição da equação econômico-financeira independe, também como regra, de perquirição de eventual previsibilidade ou legítima confiança depositada pelo particular nas ações do poder público. Logo, uma vez reduzido unilateralmente pelo poder concedente o prazo para cobrança das tarifas tal como originalmente fixadas, não temos dúvidas em afirmar, sob a lógica e a doutrina tradicionais dos contratos de concessão, que a mesma situação analisada pelo tribunal espanhol daria azo ao reequilíbrio contratual em uma situação de concessão.

<sup>114</sup> Em termos de custos de transação, a menção a contrato pode ser entendida, tal como empreendemos no presente trabalho, como uma metáfora para capturar toda relação jurídica de dar e receber, inclusive entre uma agência reguladora e um agente privado (FREEMAN, 2003).

Os custos de transação revelam-se particularmente importantes em três dimensões: (i) incompletude dos contratos (e dos parâmetros que norteiam as relações jurídicas em geral); (ii) comportamento oportunista e (iii) problemas de catividade [*hold-up problems*]<sup>115</sup>.

Os contratos ou relações jurídicas incompletas são, sob a ótica econômica, consoante LYON e HUANG (2002, p. 108), aqueles que “não realizam os ganhos potenciais com as trocas e conseqüentemente dão às partes incentivos para renegociar ou quebrar o contrato original para atingir ganhos adicionais com o contrato”.

Daí exsurtem, à evidência, custos e dificuldades adicionais calcados no advento de contingências futuras, não prescritas ou não esperadas, na reformulação das bases em que se assentou a relação jurídica e, inclusive, em eventuais desvios ou erros cometidos pelas cortes judiciais em interpretar e fazer cumprir os direitos e obrigações advindos de um pacto incompleto<sup>116</sup>. A incerteza, portanto, é monetizada.

Sendo assim, contratualizadas ou não, haverá custos emergentes da incompletude das relações estabelecidas, advindos do “contínuo processo de negociação como uma tentativa de ajustar as suas ações e acordos e resposta às mudanças nas circunstâncias”<sup>117-118</sup>.

Não obstante, as relações jurídicas estabelecidas por intermédio da autorização, porque não se sujeitam a vínculos contratualizados e se encontram menos atrelada a pré-conformações e pré-aloções de riscos, são mais flexíveis e mais abertas a um desenvolvimento evolutivo da indústria, afigurando-se os procedimentos levados a efeito para incorporar as mudanças na realidade social neste âmbito mais maleáveis e cada vez mais multilaterais.

A autorização, de fato, estabelece uma relação jurídica que pressupõe e assume as evoluções da indústria e do interesse público, afigurando-se inerentemente evolutiva.

A concessão, por sua vez, ao contratualizar o vínculo jurídico visando a conferir uma maior segurança e certeza aos agentes econômicos mediante o estabelecimento de garantias e procedimentos e soluções pré-concebidas, acaba por tornam menos flexível e mais onerosa a

---

<sup>115</sup> SHAPIRO (2003, p. 390-391)

<sup>116</sup> GUASCH (2004, p. 73)

<sup>117</sup> SHAPIRO (2003, p. 394)

<sup>118</sup> Vale aqui referenciar a técnica das cláusulas de estabilização, que visam, exatamente, reduzir estes pontos de incerteza e as subsequentes negociações. O seu conteúdo pode variar desde a previsão de prévio consentimento das partes para aplicação da normativa superveniente que impacte o contrato (*intangibility clauses*), a vedação de edição de normas supervenientes que impactem o contrato (v.g., em matéria trabalhista ou fiscal), congelando o regime legislativo-regulatório existente quando da celebração do pacto (*freezing clauses*), aplicação superveniente unicamente no que for consistente com o contrato (*consistency clauses*), a estabilização do regime fiscal ou tarifário (*fiscal or tariff stabilisation clause*) e a previsão de pagamentos de compensações ao investidor para fazer frente a custos adicionais incorridos para cumprir ou adequar-se a disposições normativas supervenientes (*economic equilibrium clauses*). v. MOURA (2013)

mudança. Em outras palavras: a contratualização do vínculo põem-se a criar um ambiente de certeza, onde, porém, esta inexistente, o que tem o efeito contrário e paradoxal de tornar menos estáveis as relações jurídicas e mais onerosas a sua implementação.

Daí afirmar SAUSSIÉ (2013, p. 8) que, devido à sua complexidade e longa duração, os contratos de concessão estão “claramente mais suscetíveis à incerteza e à incompletude”<sup>119</sup>, “levando a dificuldades contratuais que são remontadas a ‘custos de transação’ na literatura económica. Estes custos de transação [*i.e.* dificuldades em implementar e dar cumprimento aos contratos] são algumas vezes importantes o suficiente para suprimir os benefícios dos contratos de concessão e não devem ser considerados como custos menores”.

Além disso, a divisão estanque de riscos em um contrato de concessão tradicional propicia mais fortemente do que a alocação dinâmica e mais flexível de riscos em uma autorização um comportamento estratégico e oportunista da parte dos agentes privados, o que tem o condão de majorar consideravelmente os custos impostos ao Estado e aos usuários.

O comportamento oportunista, em ambientes de risco e incerteza, advém sobretudo da assimetria informacional que existe entre os dois pólos de uma relação jurídica, manipulando ou aplicando estrategicamente uma das partes o maior número, entendimento ou profundidade das informações que detém para levar vantagens perante a outra, de modo a satisfazer os seus próprios interesses.

Do mesmo modo, o comportamento oportunista pode advir do maior poder de ingerência e sujeição que uma das partes possui relativamente a outra, podendo valer-se das prerrogativas reforçadas de que detém para modificar ou orientar a execução das obrigações ao atingimento de seus interesses, tornando mais custoso o monitoramento e assecuração do cumprimento das condições originalmente estabelecidas ou impondo ônus adicionais à contraparte no caso de sucesso na desvirtuação daquelas.

Parece-nos que, também nesse caso, os contratos de concessão, comparativamente à autorização, se encontram mais permeáveis a este tipo de conduta e carregam maiores custos de transação.

Em primeiro lugar porque, nas relações de concessão, os bens e atividades delegadas são de natureza pública e os poderes de ingerência e conformação do poder público são superiores àqueles exercidos sobre as atividades e bens de titularidade privada, encontrando, neste último caso, maiores limites impostos pelos direitos fundamentais à propriedade e à livre iniciativa.

---

<sup>119</sup> SAUSSIÉ (2013, p. 1)



Isto leva a que inúmeras obrigações fundadas em interesses públicos ou, mesmo, políticos do poder público sejam impostas unilateralmente em desconsideração ao arcabouço contratual, ensejando maiores ônus aos agentes privados e maiores custos a serem pagos, em último grau, pelos usuários.

Em segundo lugar, e principalmente, a formatação estanque da divisão dos riscos potencializa aos agentes privados comportarem-se estratégica e oportunisticamente, desde a formulação das propostas em sede de procedimento licitatório até o término da concessão.

Como bem avalia GUASCH (2004, p. 19 e 37), “se os competidores acreditam que renegociações são viáveis e prováveis, os seus incentivos e formulação de propostas serão afetados, e a licitação irá provavelmente selecionar não o provedor mais eficiente, mas o mais hábil em renegociações”; “na ausência de outros competidores, renegociações então ocorrem em uma atmosfera não competitiva, e o operador e o governo engajam uma renegociação bilateral. Em tais negociações os governos estão usualmente em posições de desvantagem que confere significativa alavancagem aos operadores, permitindo-os majorar as suas posições (capurar mais rendas) relativamente às suas propostas licitatórias originais”.

E, por os riscos e obrigações de reequilíbrio já se encontrarem prévia e estaticamente previstos, o agente privado pode estrategicamente planejar as suas condutas e alocações de investimentos no curso da execução do contrato para salvaguardar ou melhorar a sua posição jurídica relativamente ao poder concedente.

Um dos principais exemplos neste sentido, é o comportamento estratégico e oportunista dos concessionários em, como regra, reduzir substancialmente os investimentos em manutenção e atualização de bens e serviços ao aproximar-se o fim do prazo da concessão, dada a sua capacidade limitada de fazer o poder concedente comprometer-se com ajustes de preços para além do termo contratual<sup>120</sup>.

Este fator, que contribui substancialmente para a obsolescência dos bens que integram as infraestruturas em rede, denota como os esquemas de reequilíbrio econômico-financeiro e alocações de riscos existentes nos contratos de concessão tradicionais podem ser ineficientes, no sentido de grande parte dos substanciais investimentos e tarefas desempenhadas pelos concessionários acabarem dependendo de posteriores recomposições, não se afigurando os esquemas econômico-financeiros originalmente acordados bastantes a suportar a execução do contrato na prática.

---

<sup>120</sup> GUASCH (2004, p. 31)

De igual modo, a ausência de investimentos ao fim do prazo contratual conecta-se com o problema da catividade, devido à especificidade de determinados bens e serviços relativamente a uma determinada indústria (no caso, a indústria de rede elétrica) e à ineficiência em termos econômicos de removê-los uma vez instalados e operantes.

Em tese, a catividade gera para a outra parte – no caso, o poder concedente, ou o regulador – uma vantagem de barganha no que concerne às condições contratuais e às renegociações, na medida em que o concessionário ou regulado não pode empregar a infraestrutura operada em funções outras além daquelas estipuladas na relação jurídica original.

Em indústrias de infraestrutura, no entanto, porquanto as prestações ofertadas aos consumidores finais são essenciais, o poder de barganha dos operadores é reequilibrado, desenvolvendo-se a relação jurídica entre Estado e operadores privados a partir de um complexo de interesses, em que o Estado reclama vultosos investimentos em bens cativos e, os agentes privados, laboram para mitigar as ingerências estatais barganhando com o teor fundamental dos serviços por si prestados.

Esta lógica, porém, não se reflete no incremento da eficiência. Pelo contrário, são os usuários os afetados com menores investimentos que os devidos em infraestrutura e com a cobrança de tarifas cada vez mais altas.

Daí que uma mudança na formatação tarifária e nos modelos regulatórios hoje operantes se afiguram, mais que qualquer decisão pela titulariedade pública ou privada dos bens e atividades, indispensáveis, de modo a fomentar que os investimentos em bens cativos sejam efetiva e adequadamente empreendidos, sem que eventuais reequilíbrios econômico-financeiros sejam necessários ou barganhas relativamente ao desempenho e qualidade dos serviços tomem lugar.

Sobre este ponto, voltaremos oportunamente quando tratarmos da modelagem tarifária e da regulação de performance e resultados (III.1 e III.3).

### **2.3. Conclusões parciais e algumas sugestões iniciais**

Ao curso do processo de escolha de um modelo organizativo para as *smart grids*, deverão ser ponderadas pelo constituinte derivado ou pelo legislador, em primeiro plano, e, posteriormente, pelo regulador, os prós e contras de cada um dos formatos habilitantes, elegendo-se prioridades e, ao fim, um direcionamento político-ideológico para o setor que

melhor se relacionem com as peculiaridades econômicas, culturais e sociais de cada jurisdição.

Na prática, porquanto as *smart grids* são tecnologias ainda em estágio de desenvolvimento que não foram amplamente testadas, não há, até o presente momento, ao menos não em grande escala, experiências concretas que possam fornecer dados bastantes e confiáveis sobre que modelo(s) de acesso à entrada e atuação dos operadores no mercado se afiguraria(m) mais eficiente(s).

Ousamos, no entanto, com base em tudo quanto já expusemos, indicar que, a princípio, a habilitação pela via da autorização se afiguraria mais hábil, comparativamente ao vínculo contratualizado da concessão, a fazer frente às dinâmicas das *smart grids*.

Não como consequência de se considerar mais eficiente e adequada a privatização da titularidade dos bens e serviços que compõem a rede elétrica – com o que não anuímos; mas como resultado de a implementação de uma indústria cujo funcionamento ainda se encontra em fase de experimentação e cuja natureza é altamente tecnológica e dinâmica reclamar progressos e acomodações constantes da regulação, o que vínculos contratualizados não se mostram passíveis de absorver sem altíssimos custos de transação para o Estado e demorados procedimentos de renegociação que muitas vezes dificultam ou emperram o avanço da regulação e, conseqüentemente, da indústria.

Quer dizer, as *smart grids*, por sua natureza altamente tecnológica e dinâmica, demandarão um processo de constante adaptação e atualização das infraestruturas e dos respectivos serviços e de contínua aprendizagem por parte do regulador a fim de que a estrutura regulatória possa evoluir *pari passu* com a indústria.

Daí a exploração destas atividades a partir de um regime jurídico calcado em um sistema de princípios e regras mais flexível e maleável mostrar-se-nos mais adequada a garantir a implementação e eficiente desenrolar das redes inteligentes, razão pela qual os títulos habilitantes que vinculem menos intensamente o regulador a fórmulas e projetos pré-concebidos, fornecendo-lhe maiores espaços de liberdade de conformação, parecem-nos mais apropriados para o atingimento destes fins.

Além disso, a eficácia dos processos licitatórios e dos respectivos contratos de concessão tradicionais em atingir os objetivos visados pelo administrador e, em última instância, pelo ordenamento jurídico, depende primariamente da habilidade do poder

concedente em especificar adequadamente as suas necessidades, detalhando os investimentos específicos que serão necessários<sup>121</sup>.

No caso das *smart grids*, essa especificação adequada mostra-se, de um lado, ainda mais essencial, devido aos altos custos das infraestruturas e à presença de custos afundados que “aprisionam” (*lock-in*) o operador às escolhas (em termos de projetos, tecnologias, operatividade, etc.) realizadas pelo poder concedente, tornando impossível ou sobejamente oneroso alterar formatos após iniciados os investimentos; e, de outro lado, ainda mais difícil, uma vez que não só não foram plenamente conhecidas e testadas as tecnologias já desenvolvidas, como não podem ser antecipadas ou conhecidas pelo poder concedente todas as tecnologias que, em médio ou longo prazo, advirão.

Atrelar, pelas vias da concessão tradicional, o operador privado a um projeto específico desenvolvido pelo poder concedente para as *smart grids*, portanto, pode ter o desastroso efeito de condenar estas infraestruturas e estes serviços à rápida obsolescência ou impor ônus e custos incalculáveis a todas as partes interessadas.

Estas constatações, entretanto, não implicam uma solução absoluta e universalizável em prol do título habilitante da autorização, nem inquinam a validade e a legitimidade de uma eventual decisão do poder político-legislativo ou do próprio regulador de contratualizarem o vínculo jurídico; tampouco de uma opção por parte do constituinte derivado ou do legislador em afetar as *atividades* e *serviços* exercidos a partir das redes inteligentes a um regime de titularidade pública.

Por ser a autorização um título que confere, naturalmente, menor estabilidade e segurança ao agente econômico, demanda um alto grau de confiança nas instituições regulatórias de que os direitos e interesses legítimos dos investidores não serão desguardados e que as mudanças regulatórias serão implementadas de forma ponderada, coordenada e gradual, sem rupturas intensas, arbitrárias e/ou inesperadas nos respectivos regimes jurídicos. Em se tratando de investimentos vultosíssimos, *segurança* é palavra de ordem.

Sucedem que nem todos os países contam com instituições regulatórias que gozam de suficiente reputação e grau de confiabilidade ou levem a cabo processos dialógicos e cooperativos legitimadores das novas soluções regulatórias encontradas para o setor. Pode, então, a depender de peculiaridades de cada jurisdição, tornar-se indispensável celebrar um contrato.

---

<sup>121</sup> SAUSSIÉ (2013, p. 2-3)

Ademais, optando o constituinte/legislador pela *publicatio* e eventualmente não comportando os regimes jurídicos nacionais formas outras de conferir a título não precário a delegação<sup>122</sup>, pode ocorrer de a concessão ser a única formatação possível.

Em ambas as hipóteses, a contratualização do vínculo poderá haver de ter lugar, deixando, assim, de ser uma opção factível ou juridicamente válida a habilitação pela via da autorização.

Nestes casos, será condição para o bom funcionamento e desenvolvimento da indústria lançar mão de técnicas contratuais que expurguem ou reduzam substancialmente as ineficiências atreladas às fórmulas contratuais e sobretudo às concessões tradicionais expostas *supra*, melhor direcionando riscos e prevendo modos de renegociação mais céleres, além de abrir maiores espaços ao gradual preenchimento das lacunas contratuais pelo regulador.

Uma delas consiste em flexibilizar o prazo de duração do contrato e fixar o termo *ad quem* no atingimento do montante total de lucro esperado pela concessionária, atuando como principal critério para escolha do contraente a menor receita acumulada ou (último) valor presente de lucro (*Last Present-Value-of Revenue – LPVR*)<sup>123</sup>. O governo, então, submete um máximo tarifário e um taxa de desconto, que pode ser fixa ou variável, e o operador irá executar as obrigações contratuais sob estes parâmetros até que o LPVR seja atingido, reduzindo substancialmente a necessidade para renegociações no curso do contrato.

Uma segunda técnica, que endereçaria os problemas de inaptidão do poder concedente em pré-conceber e pré-formatar os investimentos a serem realizados, consiste em empreender uma contratação integrada, em que o poder público divulga os principais *objetivos* que pretende alcançar com o contrato e, os potenciais contratados, apresentam propostas – dentre elas uma vencedora – que abarquem não só os projetos executivos, como os projetos básicos passíveis de alcançarem os objetivos arrolados pelo poder concedente.

O modelo congrega vantagens de viabilizar a apresentação de propostas mais criativas e mais afinadas com a técnica e a expertise da indústria e de vincular o concessionário ao projeto apresentado, criando um ônus motivacional e argumentativo reforçado para eventuais pedidos de recomposição do equilíbrio econômico-financeiro.

Finalmente, uma nova modelagem contratual de “performance” ou de “resultado” permite atrelar o valor a ser pago ao concessionário não (só) aos custos por ele incorridos durante a implementação do projeto, mas aos resultados a serem atingidos, ficando as metas e

---

<sup>122</sup> O Brasil é um bom exemplo, preceituando o artigo 175 de sua Constituição que “Incumbe ao Poder Público, na forma da lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos”.

<sup>123</sup> SAUSSIÉ (2013, p. 10).

os parâmetros de performance remetidas a gradual e constante definição e adaptação pelo regulador à luz das realidades concretas e dos resultados já alcançados, conforme elucidaremos em III.1.

### **3. Formatação da tarifa**

Além de incrementar custos de transação e gerar graves ineficiências sob a ótica econômica, na forma vista acima, o modelo regulatório-tarifário atual não garante que as sucessivas revisões tarifárias reflitam ganhos de eficiência e qualidade dos serviços prestados, impondo aos consumidores ônus e riscos que não condizem diretamente com uma majoração da utilidade que auferem destes bens e serviços – o que, no nosso entender, é um problema ainda maior.

Sendo assim, a modelagem regulatória para incorporação das redes inteligentes não pode desguardar a formatação tarifária, sendo esta uma questão fundamental para o endereçamento dos graves níveis de ineficiência e obsolescência manifestados atualmente pela indústria elétrica.

#### **3.1. Regimes tarifários tradicionais**

Consoante PETROV *et al.* (2010), os principais regimes tarifários existentes podem ser divididos em duas grandes categorias: (i) os baseados em custos (*rate-of-return*); e (ii) os baseados em incentivos (sistema *cap* e *yardstick*), embora dificilmente as diferentes jurisdições<sup>124</sup> os apliquem em suas formas teóricas puras, sendo usualmente o caso de serem misturados e complementados uns pelos outros.

##### **3.1.1. Rate-of-Return**

Sob este modelo, o regulador arbitra para a operadora, em cada período regulatório (geralmente de um ou dois anos<sup>125</sup>), um valor tarifário que seja capaz de cobrir as despesas (incluindo custos de capital – CAPEX – e custos operacionais – OPEX) incorridas na implementação, manutenção e operação das infraestruturas sob sua gestão e de conferir uma

---

<sup>124</sup> Para os diferentes regimes tarifários de 16 países membros da EU, v. EURELECTRIC (2011, p. 32-37)

<sup>125</sup> PETROV *et al.* (2010, p. 5)

taxa de retorno (lucro) suficiente para manter equilibradas as contas da companhia e permitir que dê continuidade às suas atividades.

Assim, a tarifa é, basicamente, formada pelo ressarcimento dos custos despendidos mais um percentual de lucro arbitrado/autorizado pelo regulador – daí a referência a este modelo tarifário como fundado essencialmente em custos.

Tais custos, para integrarem a base tarifária, hão-de ser aprovados em sede regulatória, seja *ex-ante* ou *ex-post*.

Mediante aprovação *ex-ante*, incumbe ao operador apresentar um plano de investimentos programados para o período regulatório subsequente, justificando a pertinência e necessidade dos custos em que calcula incorrer e dos requerimentos de retorno respectivos<sup>126</sup>, cabendo ao regulador aprová-los ou não. Uma vez aprovados, a cobertura de tais custos mais o percentual de lucro passam a integrar a tarifa a ser praticada uniformemente durante todo o próximo período regulatório, sendo eventuais custos adicionais incorridos, mas não previstos, postergados para averiguação no período subsequente.

A partir de uma aprovação *ex-post*, o operador, ao longo do período regulatório, incorre em custos de capital e custos operacionais relacionados às infraestruturas geridas, vindo posteriormente, o regulador, a analisar os efetivos investimentos despendidos e a autorizar (ou não) a sua inclusão na base tarifária para o período regulatório seguinte, com vista a permitir o ressarcimento das despesas realizadas.

### **3.1.2. Sistema Cap**

O sistema *cap* repousa, em síntese, em que os preços ou as receitas máximos permitidos a serem auferidos pelo operador sejam fixados antecipadamente para cada período regulatório (geralmente de três a cinco anos)<sup>127</sup>, variando a sua margem de lucro de acordo com a economia de custos que conseguir realizar.

Quer dizer, tal modelo não garante ao operador uma determinada margem de lucro, tal como o modelo de *rate-of-return*. Ao revés, fixa um limite-teto (*cap*) para o valor da tarifa ou para o montante de receitas, extraíndo-se a margem de lucro do operador da diferença entre os custos incorridos pelo operador e o *cap*.

---

<sup>126</sup> SOLVER (2005, p. 42)

<sup>127</sup> PETROV *et al.* (2010, p. 5)

Como resultado, “os operadores podem ganhar mais ou menos lucros, dependendo de quão eficientemente planejam e operam os seus sistemas”<sup>128</sup>, de modo que, quanto menores forem os seus custos finais, maiores os lucros obtidos, e vice-versa.

Daí ser este modelo considerado como baseado em incentivos porque, em tese, motiva os operadores a aplicarem mais eficientemente os seus investimentos, visto se beneficiarem de quaisquer reduções de custos.

A depender de qual variável é fixada como *cap*, se o preço ou a receita, o sistema é denominado *price-cap* ou *revenue-cap*.

Em *price-caps*, a fórmula que geralmente é a mais aplicada e teve desenvolvimento no UK, é a *RPI-X*:  $[R_t = (RPI_{t-1} - X_p - Y_t) \times R_{t-1}]$ , em que  $R$  é o preço-teto fixado pelo regulador; *RPI* o *Retail Price Index*, *i.e.* o índice de preço de retalho, que reflete as mudanças nos custos de uma cesta de produtos e serviços de retalhos à vista da inflação;  $X$ , o fator genérico de eficiência aplicado para o período regulatório  $p$  (de 3 a 5 anos, normalmente); e  $Y$ , o fator individual de eficiência do operador por ano  $t$ , determinado à luz de um *benchmark* de eficiência eleito pelo regulador<sup>129</sup>.

A esta fórmula pode ser somado, ao final, uma fator  $Z$ , que reflete fatores exógenos que independem do poder de ingerência do operador e que podem majorar ou minorar os ônus que lhe são impostos, como, p. ex., um tributo que afete especial e anormalmente as contas da companhia regulada.

O preço máximo permitido a cada operador para o período  $t$  resulta, então, da taxa geral de inflação fixada para o ano anterior ( $RPI_{t-1}$ ), descontada dos ganhos de eficiência esperados genericamente para o sistema no período regulatório ( $X_p$ ) e individualmente para o operador no ínterim de um ano ( $Y_t$ ), multiplicado pelo preço-teto fixado no ano anterior ( $R_{t-1}$ ), podendo ou não ser descontado ou somado, ao fim, o impacto (positivo ou negativo) de um fator exógeno  $Z$ .

Logo, quanto maior for a produtividade do operador relativamente ao fator- $X$  fixado para todos os agentes do mercado (*i.e.* se a sua produtividade for superior à esperada para o setor) e quanto maior for a sua eficiência relativamente ao nível  $Y$  individual (*i.e.* se for mais eficiente que o fator imposto), maior será a sua margem de lucro relativamente ao preço-teto  $R$ , internalizando o operador os ganhos decorrentes da economia dos custos incidentes na operação e gestão de sua atividade.

---

<sup>128</sup> SYNAPSE ENERGY ECONOMICS (1997, p. 8)

<sup>129</sup> SOLVER (2005, p. 43)



Ao fim do período regulatório, o preço-teto é recalculado, alinhando-se com a evolução de custos do período e com os ganhos de eficiência e produtividade alcançados pela indústria, o que permite, em princípio, ao mesmo tempo, atualizar os parâmetros de custos incorridos pelos operadores e repassar para os consumidores os benefícios auferidos com a majoração dos níveis de eficiência no sistema como um todo e por cada operador.

Para regimes *revenue-cap*, a lógica e a fórmula aplicadas são, basicamente, as mesmas. A principal diferença que enseja a incidência de um regime *revenue* ao invés de *price-cap* é a de que o primeiro permite incorporar com menores traumas aos lucros dos operadores programas de eficiência energética implementados para reduzir o volume total de vendas e transporte de energia elétrica.

Em *revenue-caps*, porque o teto diz respeito ao limite máximo de receitas que um operador pode auferir de sua base de consumidores, quanto menos consumidores, maior poderá ser a margem de lucro do operador, considerando que incorrerá em menores custos para prestar serviços a uma quantidade menor de usuários ou a uma demanda menor de volume consumido.

As revisões tarifárias, sob o sistema *cap*, pode operar sob duas principais formas: *linked* e *unlinked caps*, de acordo com a consideração ou não da projeção real de custos para a fixação da base tarifária e a forma com que a análise dos custos se dará, se *ex-ante* ou *ex-post*.

De acordo com PETROV *et al.* (2010, p. 8), no primeiro caso, as receitas a serem auferidas pelos operadores encontram-se conectadas (*linked*) aos níveis permitidos de OPEX e CAPEX, *i.e.* aos desembolsos que serem realizados pelas companhias a níveis de investimentos ou operacionais, que são analisados *ex-ante* pelo regulador.

Em regra, o CAPEX é examinado individualmente por companhia, mediante as suas próprias projeções, enquanto o OPEX autorizado é calculado com base em *benchmarks* formados a partir de médias de custos operacionais históricos incorridos pela indústria, aplicando-se, assim, à generalidade dos operadores.

No segundo caso, as receitas não se encontram vinculadas a custos a serem incorridos durante o período regulatório, prescindindo, como regra, de uma análise *ex-ante* das projeções de custos. A revisão tarifária é feita automaticamente através da incidência de uma fórmula matemática pré-concebida que ajusta as receitas permitidas a partir dos custos reais incorridos pela companhia em um ano pré-especificado.

Tipicamente, explica PETROV *et al.* (2010, p. 9), neste caso, os custos reais, e não projetados, são averiguados *ex-post*, através, p. ex., de *benchmarks* formados a partir das médias da indústria para CAPEX e/ou OPEX.

Como é intuitivo, o sistema de controle de custos *ex-ante* impõe maiores ônus ao operador em demonstrar a pertinência dos investimentos programados, vinculando-o mais intensamente aos planejamentos realizados e permitindo que tenha uma maior segurança de retorno dos investimentos realizados.

O sistema *ex-post*, por sua vez, gera maiores incertezas quanto ao ressarcimento ou não de custos incorridos pelo operador, podendo estimulá-lo a tomar decisões mais conservadoras. Porém, atribui uma responsabilidade mais acentuada quanto aos gastos realizados, potenciando que os operadores suportem os riscos das escolhas que empreenderem, repassando aos consumidores unicamente o ressarcimento de despesas que efetivamente, na prática, demonstrarem ser legítimas.

Sucedem que a assimetria informacional – e até técnica – que marca a relação regulador/regulado torna sobremaneira difícil<sup>130</sup> para o regulador julgar a idoneidade, cabimento e legitimidade dos projetos levados a efeito e dos custos incorridos pelos operadores, seja em regimes *ex-ante* ou *ex-post*.

Isto tem o efeito, em uma avaliação *ex-ante* dos custos, de estorvar que o regulador avalie se os gastos de capital projetados pelos operadores serão efetivamente necessários e eficientes, no sentido de as despesas superarem os ônus impostos aos consumidores com o incremento da base tarifária, levando a que acabem por depositar peso demasiado nas informações prestadas pelos regulados<sup>131</sup>.

E, como as companhias reguladas têm inúmeros incentivos para inflar os custos programados com vista a ampliarem a sua margem de manobra e, posteriormente, de lucro e aprovisionarem recursos para eventuais gastos não programados, o resultado pode ser uma tarifa final mais alta que a devida ou desejada a ser paga pelos usuários.

No que tange às avaliações *ex-post*, tais margens de manobra são reduzidas. Entretanto, o conservadorismo e a aversão ao risco se tornam maiores, além de a incursão já efetivada em gastos e investimentos e a assimetria informacional atribuírem uma maior poder de barganha ao operador quanto à inclusão de custos – ainda que ineficientes – na base tarifária, havendo uma forte propensão a onerosas disputas e um forte argumento em prol do equilíbrio das contas dos operadores.

---

<sup>130</sup> SOLVER (2005, p. 42)

<sup>131</sup> PETROV *et al.* (2010, p. 9)

Por isso, uma conjugação de avaliações *ex-ante* e *ex-post* pode se mostrar, embora custosa, mais adequada, conjugando os bônus de ambos os regimes e, de um lado, mitigando as margens de manobra dos operadores com avaliações posteriores que analisem as suas contas comparativamente às projeções apresentadas e repassarem para os consumidores as economias decorrentes de eventuais investimentos não realizados, bem como, de outro lado, mitigando o poder de barganha a partir da vinculação do operador às projeções outrora apresentadas.

### 3.1.3. *Yardstick*

O sistema *yardstick* busca simular a lógica e a competição de mercado em ambientes de preços regulados, calcando-se na determinação, pelo regulador, de um preço ou receita-base calculados a partir da performance média da indústria, sendo recompensados os agentes que superarem os parâmetros fixados e punidos os agentes que não atingirem as médias de performance fixadas.

Logo, os agentes que se apresentarem mais eficientes que a média da indústria auferirão maiores lucros, e os operadores que apresentarem custos e níveis de produtividade superiores à média, arrecadarão prejuízos, tal como ocorre em mercados liberalizados.

Tal modelo é aplicado paradigmaticamente nos Países Baixos, funcionando da seguinte forma: “as receitas totais são fixadas por um fator de eficiência no nível eficiente de custos (o parâmetro de referência [*yardstick*]), calculado a partir da média dos custos de todos os operadores ao fim do período regulatório. O parâmetro de referência inclui tanto os custos de capital quanto os operacionais, de modo que os operadores são livres para alocar as receitas totais entre estes custos”<sup>132</sup>.

Isto é, o regulador, como regra, nem aprova, nem rejeita projeções ou efetivas incursões em custos, *ex-ante* ou *ex-post*, tampouco intervém na forma com que os gastos são realizados pelos operadores. Limita-se a calcular para indústria ou para os operadores individualmente considerados os patamares de receitas permitidos, deixando para os agentes regulados as opções sobre como investir e realizar os gastos.

---

<sup>132</sup> OECD (2011, p. 136)

### 3.1.4. Balanço crítico

Há uma grande divergência perante a doutrina acerca da eficiência dos diversos modelos tarifação analisados, existindo estudos teóricos e práticos que pendem a favor e contra cada um dos mencionados modelos<sup>133</sup>.

De modo geral, porém, existe um razoável consenso<sup>134</sup> de que o modelo *rate-of-return* têm o potencial de gerar cenários de sobreinvestimento, enquanto o sistema *cap* potencializaria cenários de subinvestimento, afetando a qualidade dos serviços prestados.

No primeiro modelo, ficando garantidos o ressarcimento dos custos e uma taxa de retorno razoável ao operador, inexistem incentivos para que as operadoras reduzam os custos ou se valham de processos produtivos mais eficientes.

Ademais, em virtude da assimetria existente entre reguladores e regulados, há, na prática, a inserção indiscriminada dos custos na base tarifária e, conseqüentemente, a majoração reiterada das tarifas independentemente de ganhos de eficiência ou de qualidade nos processos produtivos, alocando unicamente nos consumidores os riscos das variações de custos e das escolhas tomadas pelos operadores.

Logo, a despeito de tal modelo tarifário propiciar um ambiente de maior segurança aos operadores a fim de que implementem investimentos, o seu resultado final pode ser, de um lado, o encorajamento do aumento da quantidade dos investimentos, sem assegurar, entretanto, a qualidade e eficiência das alocações de custos realizadas; e, de outro lado, renegociações e aumentos tarifários contínuos, visto que os novos investimentos realizados pela operadora, porquanto majoram os custos incorridos, são quase que automaticamente repassados para os consumidores, acrescendo, por conseguinte, os custos (especialmente de transação) atrelados à relação jurídica.

Por sua vez, o segundo modelo (*cap*), comparativamente ao primeiro, por flexibilizar o *link* existente entre os custos incorridos e a remuneração final do operador e incluir como variável tarifária parâmetros de produtividade e eficiência, tem o condão de conduzir à alocação de custos mais racional e eficiente, repassando as economias incorridas pelo operador ao consumidor final, e tornar mais estável o padrão tarifário, evitando reiteradas e custosas renegociações.

Apesar disso, a lógica sob que opera tal regime tarifário (tanto *price-cap* quanto *revenue-cap*) pode levar a que redução dos custos por parte dos operadores ultrapasse os

---

<sup>133</sup> v. MÜLLER (2011, p. 4)

<sup>134</sup> v. PETROV *et al.* (2010) e MÜLLER (2011)

limites para garantia de níveis razoáveis e desejados de qualidade dos serviços e, particularmente no caso de *price-caps*, que haja incentivos para o incremento da oferta, minando os objetivos de eficiência energética do sistema.

Isto porque, inexistindo garantias a percentuais fixos de lucro, quanto maiores as economias em termos de custos, maior o retorno auferido pelo operador. Dessa maneira, há fortes estímulos para que os operadores reduzam ao máximo as despesas, criando ambiente propício a que sejam adiados investimentos de capital na atualização tecnológica dos bens e no incremento da qualidade dos serviços, uma vez que tanto um quanto outro implicam em despesas consideráveis cujo retorno não só está sujeito a riscos, como, se este ocorrer, será de forma diferida e em longo prazo.

Relativamente ao segundo ponto, a margem de lucro dos operadores, particularmente no regime *price-cap*, pode ser também ampliada com o incremento da demanda, seja porque, em indústrias de rede, conforme explicamos *supra* (I.1.1.1), o custo marginal decresce à medida que a infraestrutura é mais aproveitada, gerando economias para o operador; seja porque, quanto maior o volume consumido, maiores serão as entradas para o operador e, conseqüentemente, maiores os ganhos auferidos.

Em regimes *revenue-cap*, este problema é substancialmente mitigado. No entanto, os incentivos para o acesso de uma base maior de consumidores a serviços essenciais e de boa qualidade são reduzidos, fazendo com que tampouco este modelo se afigure ideal.

Finalmente, no que tange à modelagem *yardstick*, a sua principal vantagem perante todos os demais é permitir que os próprios operadores tomem, livremente, as decisões de onde e como alocar os custos que lhe sejam permitidos incorrer, assumindo, assim, os riscos das escolhas que empreenderem e reduzindo os ônus impostos ao regulador de constantemente avaliar o cabimento, idoneidade e legitimidade das despesas realizadas.

Isto enseja que os malefícios decorrentes das assimetrias informacionais e técnicas que existem entre regulador e regulados sejam expurgados da base tarifária, tornando mais justa a alocação de riscos e potencializando que somente os custos que impliquem em majoração de sua utilidade sejam repassados aos consumidores.

A despeito disso, os mesmos problemas de desincentivos em investimentos apresentados pelo sistema *cap* podem ocorrer, na medida em que a remuneração dos operadores é majorada caso incorram em custos inferiores à média da indústria.

Acerca deste ponto, elucidaremos quando formos tratar da tarifação de incentivos (III.3.1), há já iniciativas regulatório-tarifárias que acrescem à base de cálculo das tarifas – e

isto pode ser implementado em quaisquer dos modelos já analisados – variáveis de qualidade e de performance, atrelando a remuneração dos operadores a níveis estabelecidos pelo regulador como mínimos para assegurar a boa qualidade dos serviços prestados e o atingimento dos objetivos do sistema elétrico.

Um segundo ponto negativo do sistema *yardstick* é o seu potencial de dificultar que alocações de capital relacionadas a inovações tecnológicas e adaptações à evolução da indústria que se dêem no íterim do período regulatório e que, em consequência, não tenham integrado a base tarifária de referência para aquele período, sejam tempestivamente consideradas e recuperadas pelo operador.

Isto acontece pois somente no período regulatório seguinte a legitimidade de inserção destas variáveis na base de cálculo tarifário é considerada pelo regulador, podendo ser, inclusive, o caso de os operadores serem penalizados financeiramente – por incorrerem em custos superiores à medida de referência em razão deste tipo dispêndio – por adotarem soluções mais inovadoras e condizentes com o desenvolvimento tecnológico da indústria.

De resto, a tarifação *yardstick*, ao mesmo tempo em que pode alavancar uma competição eficiente entre os operadores e gerar, como consequência, maiores utilidades aos consumidores, pode ter o efeito inverso de estagnar a indústria em uma média ineficiente, prejudicando os usuários.

Como os parâmetros de referência de custos/preços/receitas são fixados, em regra, com base na média da indústria, os resultados da regulação reforçarão as tendências do mercado. Logo, se os níveis de serviço e produtividade já são, na média, satisfatórios, o sistema *yardstick* tem o potencial de incentivar as companhias a se tornarem cada vez melhores. Por outro lado, se a média do mercado é ineficiente e os padrões de serviços abaixo do desejável, os parâmetros de referência refletirão estas características (será o caso, assim, de nivelar “por baixo” o mercado), ensejando que as necessárias melhorias no ambiente regulatório se dêem somente a longo prazo.

Por esta razão, e a prática assim demonstra, modelagens *yardstick* só funcionarão em regimes regulatórios e ambientes regulados evoluídos, com parâmetros aceitáveis e razoáveis de serviço. Para jurisdições em que melhorias substanciais e urgentes precisam ser implementadas, esta modelagem não nos parece apropriada.

À vista do exposto, nenhum dos modelos tradicionais de tarifação analisados é capaz de absorver os investimentos necessários à implementação e desenvolvimento das *smart grids*.

De um lado, as redes inteligentes demandam níveis ótimos e constantes de investimentos e operação, o que o regime *rate-of-return* não pode empreender sem altíssimos e insuportáveis ônus aos consumidores e sem garantia de eficiência das escolhas realizadas e, os sistemas *cap* e *yardstick*, não possuem incentivos para implementar, devido às taxas de retorno variável sob que operam e acabam por impor aos operadores que cortem tanto quanto possível custos de capital e custos de operação para ampliarem a sua margem de lucro, sendo o caso, inclusive, de penalizar financeiramente os agentes regulados caso invistam em inovações que não foram permitidas ou integradas na base tarifária.

Por outro lado, modelos *rate-of-return* e *cap* impõem ao regulador, em maior ou menor grau, pesados ônus e dificuldades em aferir a idoneidade, legitimidade e eficiência dos custos incorridos pelos operadores, o que acaba por fomentar um comportamento oportunista dos operadores e repassar para os consumidores custos que nem sempre se traduzem em melhorias dos serviços prestados.

Além disso, tanto o regime *rate-of-return*, quanto o *price-cap* incentivam os operadores a incrementar a demanda, majorando os ganhos dos operadores à proporção que cresce o volume de energia negociado, indo de encontro às metas de eficiência energética e racionalidade de consumo que constituem um dos núcleos fundamentais das redes inteligentes.

E, apesar de o regime *revenue-cap* não sofrer deste mal, tampouco promove incentivos para manutenção, fidelização e conquista de clientes, o que além de ser contrário a uma lógica comercial-econômica de mercado, pode vir a ser sobremaneira danoso em um ambiente cada vez mais competitivo e dinâmico propiciado pelas redes inteligentes.

O único regime que poderia neutralizar o comportamento oportunista dos operadores e incrementar uma racionalidade eficiente de mercado seria o modelo *yardstick*, por vincular a remuneração dos agentes a parâmetros de eficiência.

Todavia, já expusemos, o sucesso desse modelo depende de um nível mínimo e *a priori* de produtividade e eficiência da indústria para surtir resultados, o que não é o caso da maioria dos países.

Não obstante, esta lógica de tarifação atrelada à performance independe do modelo *yardstick*, sendo o caso de a sua aplicação poder vir desacompanhada dos ônus que envolvem aquele sistema e, portanto, servir ao atingimento de resultados eficientes em variadas jurisdições, fomentando o *Projeto Smart Grid*.

Esta e outras inovações em matéria regulatório-tarifária trataremos em III.3 *infra*.

### 3.2. *Decoupling* e serviços energéticos

O formato da maioria das tarifas atuais de os lucros auferidos pelos operadores do mercado elétrico encontrarem-se umbilicalmente conectados ao volume de energia consumida pelo usuários (quanto maior o volume injetado, transportado e comercializado de energia, maior a remuneração) já não se mostra sustentável com o advento das redes inteligentes, porquanto um dos principais impactos esperados e desejados com estas tecnologias é, precisamente, a eficiência energética, no sentido de promover reduções drásticas do volume de energia consumido e, por conseguinte, do volume gerado e transportado.

A dissociação (*decoupling*), ainda que parcial, entre o lucro obtido pelos operadores e o volume de energia vendido e transportado é, assim, essencial para incentivar e sustentar investimentos em um mercado energético eficiente e cada vez mais dinâmico.

Sob este esquema, conforme TOMAIN (2009, p. 960), um dos principais modelos é o *straight fixed variable rate design* (SFV), em que os custos fixos do operador (v.g. custos de capital e alguns custos de operação como mão-de-obra e manutenção da rede) são alocados em uma componente fixa da tarifa, que preferencialmente deve ser cobrada de cada tipo de consumidor de acordo com o seu perfil de consumo (pequenos, médios e grandes consumidores) e dos ônus que impõe ao sistema (áreas urbanas *versus* áreas rurais, períodos de pico *versus* períodos de não pico, etc.)<sup>135</sup>.

Os custos variáveis, como combustíveis, matérias-primas, capitais de curto-prazo, etc., são uma variável a ser cobrada de forma flutuante dos consumidores, de acordo com o seu valor em cada momento considerado.

Daí que, nesta formatação, os consumidores devem receber sinais de preços mais acurados sobre os custos reais da eletricidade consumida e, por conseguinte, ajustarão a demanda em conformidade, estando diretamente conectada com as formas dinâmicas de precificação (III.3.2.1).

Em contrapartida às perdas sofridas com a dissociação do volume negociado, a formatação tarifária deverá atrelar os patamares de lucro passíveis de serem auferidos pelos operadores à consecução de metas e resultados arrolados pelo regulador, sob um enfoque de tarifação de performance e resultado (III.3.1).

---

<sup>135</sup> Para outras sugestões de *decoupling*, v. TOMAIN (2009)



Sendo assim, se atingidas as metas traçadas pelo regulador e quanto mais eficiente os resultados sejam obtidos, ficará resguardado o lucro esperado e devido para os operadores independentemente dos volumes de energia transportados, gerados ou fornecidos.

Em adição, as novas possibilidades de prestação de serviços energéticos advindas com as redes inteligentes contribuirão direta e substancialmente para a formação da base tarifária dos operadores, compensando as reduções nos volumes de energia negociados.

Os comercializadores, ao invés de simples fornecedores de energia elétrica, poderão prestar aos consumidores importantes serviços como os de instalação de programas e *softwares* de gerenciamento de energia (v.g. permitindo o controle automático ou remoto dos aparelhos eletrônicos), assessoria em assuntos de eficiência e poupança energética (v.g. formatação dos padrões de consumo, que *smart appliances* melhor se adequam ao perfil de consumo, como programar ou operar remotamente tais equipamentos), apresentação de planos customizados para cada perfil de consumo (v.g. que tipos de tarifa melhor se adequam ao perfil do consumidor), realização de estudos de viabilidade de instalação de geração distribuída, e assim por diante.

Da mesma forma, da parte dos transportadores – sobretudo distribuidores em relação aos geradores distribuídos –, poderão ser ofertados serviços de estudos de viabilidade de instalação das fontes geradoras, planos customizados para as diferentes necessidades de cada fonte geradora (v.g. uma maior resiliência para as redes intermitentes) e serviços atinentes ao gerenciamento ativo das redes, incluindo a transmissão, tratamento e análise de dados e informações.

Finalmente, quanto aos geradores, poderão incrementar as suas receitas mediante a prestação aos transportadores dos denominados serviços ancilares, relacionados ao controle e compensação de poder reativo, ao controle de voltagem, ao armazenamento de energia, à simetria fásica, à impedância da rede, etc<sup>136</sup>, sendo o caso, ainda, de se questionar em que medida a segurança do sistema ofertada pelas diferentes matrizes energéticas deva ser uma variável da tarifa a ser cobrada dos consumidores e revertida em prol dos geradores, sobretudo daquelas fontes que são as últimas e serão cada vez mais raramente despachadas<sup>137</sup>.

A redução no total do volume de energia fornecido, então, é capaz de ser compensada – e ultrapassada – pelos serviços de alto valor agregado que as *smart grids* incitarão, tornando-se os operadores “provedores de serviços energéticos”<sup>138</sup>.

---

<sup>136</sup> OVERBEEKE; ROBERTS (2002, p. 18)

<sup>137</sup> Sobre o ponto, inclusive com estudos matemáticos-econômicos, v. CASTRO; DUTRA (2012)

<sup>138</sup> FERREY (2012, p. 23)

As redes inteligentes, em consequência, viabilizarão uma profunda mudança na lógica dos serviços e relações intersubjetivas que têm lugar no setor elétrico, demandando, assim, que uma nova formatação regulatória e tarifária tenha lugar.

### PARTE III – UMA NOVA REGULAÇÃO PARA O SETOR ELÉTRICO

A profunda mudança do sistema elétrico cria, vimos, desafios que devem ser adequadamente endereçados pelo regulador, de modo que seja estabelecido um arcabouço regulatório-institucional condizente com as dinâmicas relações que terão lugar nos mercados energéticos com o advento das *smart grids*, capaz de conferir a segurança e o incentivo necessários ao desenvolvimento das atividades econômicas e hábil a fomentar e extrair os maiores benefícios do novo modelo aos usuários e à coletividade.

Nessa senda, a doutrina da *New Institutional Economics* ressalta a importância e a estreita conexão que a modelagem e a operatividade das instituições têm com o regular e eficiente funcionamento do mercado, pois que afetam diversos fatores da atividade econômica, em especial os custos de transação.

Em uma linha: “institutions *do matter*”<sup>139</sup>.

A fim de que se desenvolva o mercado de forma eficiente, portanto, é mister um *link* estreito entre a estrutura da indústria regulada e a estrutura regulatória, devendo esta direcionar e acompanhar a evolução daquela.

Caso o regulador esteja descompassado com as funcionalidades, características e dinâmicas do setor regulado, será, ao invés de um fator estabilizador de correção de falhas do mercado, um fator desestabilizador, que criará novas falhas (as denominadas falhas regulatórias<sup>140</sup>) e/ou potencializará mais custos e riscos ao mercado, podendo postergar ou mesmo entravar totalmente o desenvolvimento e implementação de inovações e o atingimento das finalidades públicas que lhe foram confiadas.

As novas redes inteligentes, conforme temos exposto, demandam processos eficientes e flexíveis, capazes de absorver as transformações constantes das tecnologias e das relações intersubjectivas que propiciarão, o que os esquemas regulatórios atuais não são capazes de realizar, ao menos sem a imposição de pesados ônus e custos aos consumidores e à indústria.

A correção de descompassos entre a racionalidade e a dinâmica dos novos mercados energéticos e a regulação mostra-se, então, cogente, de modo a atingir uma maior segurança e estabilidade para o sistema e garantir que sejam adequadamente desenvolvidas as potencialidades das *smart grids*.

---

<sup>139</sup> WILLIAMSON (2000, p. 595)

<sup>140</sup> v. JORDÃO (2009, p. 17)

É sobre os possíveis meios para atingir os mencionados fins que laboraremos neste capítulo.

## **1. Regulação de performance e resultados, horizontalizada e participativa**

O sistema regulatório hoje em vigor na maioria dos países ocidentais calca-se, precipuamente, em fórmulas de comando e controle, que, de um lado, descrevem as condutas a serem desempenhadas pelos agentes econômicos no que tange ao modo de produção econômica, à prestação de serviços, à alocação de recursos, receitas e riscos, à formulação e oferta de produtos e à formação de preços<sup>141</sup>, e, de outro lado, prevêm a imposição de sanções administrativas no caso de descumprimento.

São, essencialmente, as medidas verticalizadas, que pressupõem e realizam os poderes de autoridades públicas (poderes de polícia ou prerrogativas de poder concedente) sobre os particulares e revestem-se da coercitividade típica das normas estatais, ordenando aos agentes privados como, onde e quando agir, sob pena de sanção.

Trata-se, portanto, de regras de conduta altamente descritivas e restritivas, deixando pouca margem de liberdade aos agentes regulados sobre como desempenharem os seus serviços, o que gera inúmeras deficiências.

A primeira delas, e a mais óbvia, é a produção de inúmeras regras, complexas e inflexíveis, para ordenação do mercado, referida como *legalismo* pela doutrina<sup>142</sup>.

Porque a regulação volta-se à descrição de condutas, e há muitas delas no mundo jurídico, o número de regras expedidas é altíssimo, o que além de impor pesados custos à máquina administrativa-normativa, complexifica e dificulta sobremaneira o exercício das atividades econômicas pelos agentes regulados, que devem não só conhecer e cumprir uma infinidade de regras, como constantemente atualizar-se de acordo com a incessante produção normativa.

As alterações constantes do arcabouço regulatório impõem, vimos, pesados custos ao Estado e aos agentes privados, ensejando que um amplo número de renegociações e revisões tarifárias tenham lugar ou que, no pior dos casos, a regulação fique blindada às evoluções tecnológicas e sociais para conferir uma maior estabilidade à indústria.

Em segundo lugar, a grande complexidade advinda dos tipos e volumes de regras expedidas impõe problemas de *compliance* da parte dos agentes, que nem sempre podem

---

<sup>141</sup> BALDWIN *et al.* (2012, p. 106-107)

<sup>142</sup> *Idem*, p. 108

conhecer todas as regras e atualizar-se à proporção que elas vão surgindo, e problemas de *enforcement* da parte dos reguladores, tornando-se sobremaneira oneroso fazer cumprir as regras regulatórias em razão da grande quantidade de condutas sujeitas à fiscalização e ao alto potencial de litigiosidade da imposição de sanções administrativas.

Em terceiro lugar, pode ocorrer que, ao invés de serem por demais descritivas e minuciosas, as normas regulatórias, visando a abarcar um maior número de condutas, acabem por se tornar por demais vagas e imprecisas, gerando grave instabilidade jurídica no setor e indefinições sobre que caminhos percorrer para a consecução das metas regulatórias.

Uma segunda ordem de dificuldades diz respeito à grande assimetria informacional existente entre reguladores e regulados e a considerável propensão à captura que daí advém.

As fórmulas de comando e controle, por se focarem nos meios a serem cumpridos pelos agentes regulados, se fundam em e pressupõem um amplíssimo conhecimento do regulador acerca das técnicas, tecnologias, preferências e informações presentes no mercado.

No entanto, não só estes níveis de expertise são impossíveis de serem atingidos, como a vantagem informacional dos operadores relativamente aos reguladores impede que estes conheçam as reais condições do mercado e dos agentes regulados, levando a distorções no resultado final, que é a norma regulatória descritiva de condutas.

A extensa coleta de dados e informações necessária para as regras de comando consome muito tempo e recursos públicos, tendo em vista a amplíssima quantidade de informação existente na sociedade atual, além de a sua credibilidade e conteúdo serem altamente questionáveis, considerando os diferentes ânimos que direcionam a conduta dos agentes interessados em omitir e/ou manipular dados e informações.

Assim, qualquer decisão regulatória será, na verdade, uma decisão parcial, ou incompleta, podendo gerar falhas consideráveis no setor regulado.

Ademais, uma vez que as condutas descritas nas normas regulatórias serão cogentes aos agentes regulados e o seu descumprimento terá o efeito de submetê-los a sanções usualmente graves e bastante restritivas, há um incentivo reforçado para que os atores privados envidem esforços para manipular os processos decisórios regulatórios e as informações fornecidas, a fim de que as regras de conduta eleitas melhor se adéquem aos seus próprios interesses.

E, já que as leis delegantes de competências às agências reguladoras possuem texturas substancialmente abertas e atribuem uma ampla margem de liberdade aos reguladores, o controle acerca de que específicos tipos de condutas ou processos produtivos melhor

realizarão os fins públicos pode se tornar intrincado, facilitando a captura do regulador pela indústria, no sentido de a seleção das medidas regulatórias, ao invés de orientar-se para a consecução do interesse público, tornar-se distorcida ou encaminhada à satisfação de interesses e ao favorecimento de grupos econômicos poderosos, dominantes do setor regulado<sup>143</sup>.

Todos estes fatores podem ter consequências desastrosas na implementação e manutenção das redes inteligentes.

Por se fundarem em e dependerem de processos altamente tecnológicos, as *smart grids* demandam uma estrutura regulatória capaz de absorver mudanças e incentivar inovações, que, contudo, as fórmulas de comando e controle, por imporem *standards* de condutas de forma imediata, indiscutível<sup>144</sup> e geral, não podem promover.

Com efeito, como tais normas descrevem condutas e meios que se mostram, sob determinadas circunstâncias, hábeis a atingir determinados fins, uma mudança nestas circunstâncias (tecnológica, social, cultural, política, técnica) implica, necessariamente, uma mudança nas normas, de modo a adequar as condutas e os meios produtivos prescritos à nova realidade.

Sucedem que a mudança de normas, além de custosa, é, sempre, demorada, dependendo de trâmites formais previamente estipulados cujo percurso é repleto de disputas. Logo, a evolução das normas virá sempre acompanhada de pesados ônus e estará sempre temporalmente descompassada com as evoluções da indústria.

Em adição, a natureza prescritiva geral das fórmulas de comando e controle acaba por uniformizar os serviços e processos produtivos levados a efeito pela indústria, o que se, de um lado, pode ser positivo para garantir *standards* mínimos de segurança e qualidade, de outro, cria fortes desincentivos à inovação e à adoção de soluções criativas que mais eficientemente e a menores custos poderiam atingir os mesmos fins e que poderiam levar à diferenciação dos agentes do mercado, incitando a concorrência.

---

<sup>143</sup> A teoria da captura é exaustivamente estudada pelo grupo da Universidade de Chicago, com relevo para George Stigler, calcando-se na constatação de que os poderosos grupos econômicos que atuam nos ambientes regulados possuem maiores condições (financeiras, técnicas, tecnológicas, organizativas e informacionais) para influenciar e dirigir os processos decisórios regulatórios frente aos demais agentes interessados, que não só se encontram difusamente espalhados na sociedade, como não possuem os recursos e, mesmo, os interesses necessários para interagir de forma direta e decisiva com o regulador. Logo, a inexistência de convergência entre os demais agentes interessados enfraquecê-los-ia perante as grandes companhias, conferindo-lhe nítida desvantagem na disputa de interesses, de alocação de recursos e tomada de decisões no âmbito regulatório. Sob o fenômeno da captura, portanto, a neutralidade técnica e a impessoalidade da agência ficaria “contaminada”, deixando-se de perseguir os interesses difusos presentes na sociedade para dirigir-se naturalmente à persecução de interesses mais próximos e mais bem delineados defendidos pelos agentes regulados de maior porte. Sobre o tema, v. STIGLER (1971) e LAFFONT (1991)

<sup>144</sup> BALDWIN *et al.* (2012, p. 107)

Sendo assim, a textura inflexível e geral das normas de comando e controle torna-as menos sensíveis às rápidas mudanças tecnológicas das redes inteligentes e ao necessário fomento à inovação e dinamismo que as *smart grids* reclamam.

Não bastasse, o fato de não estarem assentadas as técnicas e tecnologias vencedoras das redes inteligentes desvela que qualquer solução uniformizadora e coercitiva adotada por parte dos reguladores pode ser altamente danosa para o estabelecimento de modos de produção e serviços mais eficientes que a prática e a concorrência entre diversas técnicas e tecnologias aplicadas por diferentes agentes do mercado poderiam melhor identificar.

Daí que a identificação, teste e escolha das formas e processos que melhor extrairão os benefícios das redes inteligentes pode ser melhor empreendida pelos agentes regulados, não pelo regulador, especialmente por serem aqueles, não este, quem detêm maior expertise e informação para decidir que tecnologias e condutas se encontram mais bem alinhadas com o mercado e as necessidades da indústria.

Por esses motivos, entendemos que os esquemas regulatórios ora em vigor, pautados em fórmulas de comando e controle dos meios a serem adotados para a consecução das políticas públicas pensadas para o setor elétrico, não são capazes de conduzir a uma gestão e a resultados eficientes – e a experiência prática bem denota isso, conforme já tivemos a oportunidade de expor ao longo do presente –, não se afigurando, em consequência, adequados para orientarem a implementação e gestão das redes inteligentes.

Reconhecendo as ineficiências da regulação tradicional para endereçar principalmente problemas de financiamento e inovação dos setores em rede e a impossibilidade e incapacidade de as instâncias regulatórias tomarem decisões totalmente acertadas sob a lógica empresarial e comercial, atualizada doutrina e já alguns órgãos oficiais<sup>145</sup> vem defendendo a necessidade de deslocar-se a ótica da regulação dos meios para os fins – para os resultados e para a performance das companhias reguladas.

No âmbito das *smart grids*, que demandam constantes investimentos e inovações e pautam-se em uma lógica de resultados de eficiência energética e orientação dos consumidores para redução do consumo e adoção de preferências informadas, parece-nos

---

<sup>145</sup> O ERGEG (2009, p. 31) reconhece que “um princípio chave de boa regulação – não apenas no setor elétrico, mas também em outros negócios regulados – é se concentrar nos resultados da entidade regulada e nos efeitos de uma dada atividade ou serviço, ao invés de tentar influenciar processos internos e atividades da companhia regulada (e.g. pela interferência no gerenciamento da tomada de decisões). É assumido que a indústria regulada – operadores de rede de eletricidade, neste caso – têm melhores competências, *know-how* e capacidades para atingir todas as soluções necessárias e atividades no âmbito de seu próprio negócio; o regulador jamais irá (e deverá) ser capaz de fazer melhor este trabalho [“*do the job better*”]”

indispensável a reestruturação da regulação neste sentido, sob pena de se frustrarem todas as promessas oferecidas pelas redes inteligentes.

O intuito fulcral desta proposta é promover uma alocação mais lógica de riscos, impondo-os às partes que possuem melhores condições de geri-los e suportá-los.

Logo, se é a indústria, à vista do maior acúmulo de experiência e expertise e do mais fácil acesso à informação, que se apresenta mais bem colocada (técnica e informacionalmente) para valorar o custo-benefício e a adequação, p. ex., de equipamentos, produtos, projetos e serviços para o atingimento dos objetivos do setor, deverão correr às suas custas os riscos das escolhas a serem levadas a efeito.

São os agentes regulados, por conseguinte, que realizam as opções de cunho comercial-empresarial sobre a forma pela qual desempenharão os seus negócios, assumindo os riscos daí decorrentes.

E o regulador, desincumbido da imensa carga – e responsabilidade – de eleger meios, foca-se naquilo que há muito deveria ser a sua tarefa precípua: materializar e identificar, à luz da realidade e das peculiaridades e constante evolução do mercado, os *resultados* que melhor efetivarão os interesses e políticas públicas traçados para o setor, legitimando mais fortemente as intervenções regulatórias.

Sob esta fórmula, incumbe ao regulador, em primeiro plano, demarcar metas e parâmetros de performance e resultados a serem perseguidos e atingidos pelos operadores.

Os *standards* de performance podem ser formulados pelo regulador com fulcro nos desempenhos históricos da indústria em sua jurisdição ou fixados a partir de *benchmarks* de dimensão regional ou internacional para a indústria.

No primeiro caso, as experiências práticas da indústria fornecem os subsídios para que o regulador avalie quais são parâmetros de condutas que devem ser esperados dos agentes regulados, calcando-se nas melhores práticas de uma dada jurisdição<sup>146</sup> (p. ex., relativamente à qualidade e resiliência do sistema no fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais, o regulador pode promover um levantamento de sua quantidade e duração de todas as interrupções e suspensões no fornecimento de energia elétrica comunicadas nos últimos cinco anos, averiguando a média da indústria e, assim, determinando quantas e qual duração de interrupções e suspensões serão *standards*).

Esta opção gera o risco de que seja nivelada “por baixo” a indústria, de acordo com o que expusemos em II.3.1.4, mas, por outro lado, permite que as metas e parâmetros de

---

<sup>146</sup> Para uma lista de diversos *standards* fixados por inúmeros países europeus em termos de qualidade de fornecimento de energia elétrica, v. CEER (2011).



performance sejam palpáveis aos agentes e alcançáveis, *i.e.* trabalha com as possibilidades mais próximas da prática em respeito às peculiaridade da indústria, de cada região e ambiente regulado.

No segundo caso (*benchmarks* regionais ou internacionais), tais *standards* são fixados à luz das experiências conjugadas de diversas jurisdições relativamente às mesmas matérias, ampliando-se, assim, o escopo geográfico das comparações implementadas e realizando-se um processo de mútua conformação dos agentes envolvidos na fixação do *benchmark* para formatação do nível mínimo razoável de qualidade admitido para uma determinada atividade ou para uma determinada função no âmbito desta atividade.

A vantagem de valer-se destes *benchmarks* é promover uma maior legitimação dos padrões de qualidade impostos à indústria em razão de terem sido reconhecidos na esfera internacional ou regional<sup>147</sup>, além de equalizar e reduzir a assimetria existente entre a indústria de uma determinada jurisdição relativamente a outras, permitindo, como no caso europeu, que todos os cidadãos do bloco usufruam de serviços minimamente uniformizados.

Relativamente aos *standards* de resultado, calca-se o regulador nas políticas públicas formuladas para o setor, arrolando aqueles resultados que melhor concretizem os principais objetivos regulatórios (p. ex., para objetivos de universalidade do serviço, pode o regulador impor resultados práticos de expansão das linhas de distribuição em determinados percentuais ou áreas geográficas).

O importante, nestes esquemas, é que os parâmetros sejam definidos *a priori*, clara e objetivamente, bem como, à evidência, que o seu atingimento esteja no âmbito direto de ingerência das companhias reguladas, reduzindo-se ao máximo a adoção de critérios vagos e indeterminados.

A fixação de parâmetros com base em um *benchmark* nacional calcado na base histórica da indústria, já salientamos (II.3.1.4), pode levar à estagnação e à manutenção de níveis não desejados de eficiência em mercados cuja média dos serviços não é de boa qualidade. A solução para este problema seria a parametrização por *benchmarks* regionais ou internacionais adaptados às realidades nacionais, visando a impulsionar e incentivar a indústria a obter níveis de qualidade e crescimento compatíveis com a média global ou regional.

Outra imposição que se coloca é de os *benchmarks* serem neutros, seja ideológica e politicamente, assentando-se em bases técnicas, seja perante fatores externos insuscetíveis de

---

<sup>147</sup> Para uma lista substancial de metas e parâmetros de performance no âmbito regional europeu, especialmente aplicável às *smart grids*, ERGEG (2009, p. 33, e 2010, p. 27-28)

controle pelos operadores, para que os resultados finais atingidos por eles, na base dos quais são julgados e remunerados pelo regulador, advendam dos próprios esforços e escolhas daqueles, não de eventuais externalidades positivas ou negativas.

Uma vez definidos os parâmetros de performance e resultados pelo regulador, incumbe aos operadores delinear projetos e tomarem decisões sobre como cumprir mais eficientemente as metas, assumindo os riscos do sucesso ou malogro de suas escolhas, podendo ser, ao final, recompensados, via bônus/incrementos (passíveis ou não de serem limitados pelo regulador) no valor da tarifa que lhes permite ser cobrada, ou penalizados, via incidência de multas pecuniárias ou contra-ordenações outras.

Sob este formato, portanto, não há uma intervenção direta, mas sim indireta, do regulador nas atividades reguladas, repousando a sua atuação na adoção medidas que encorajem a mudança de comportamento dos agentes do mercado e a sua adequação para o atingimento das finalidades públicas.

Trata-se de uma atuação mais fluida e maleável que se põe a coordenar e induzir, ao invés de impor, condutas.

Desse modo, na medida em que os parâmetros de boa performance dos operadores e os resultados que se pretendem alcançar no setor elétrico são metas estáveis, cujo atingimento é gradual e, a revisão, sempre incremental, jamais drástica, tal arcabouço regulatório têm o potencial de conferir maior segurança e estabilidade para os agentes regulados, bem como absorver sem mudanças bruscas no regime jurídico as constantes evoluções da realidade.

Aplicada em sede de contratos de performance, pode-se estabelecer um valor tarifário fixo a ser pago ao concessionário pela amortização dos investimentos passíveis de serem previstos, calculados e delineados à altura da celebração do pacto; e um valor variável e proporcional aos níveis de performance do contratado em atingir resultados (v.g. redução total de consumo em 10%, aumento da eficiência energética em 5%), cujos meios passíveis de serem adotados para alcançá-los não possam ou não devam ser arrolados previamente.

É possível, igualmente, que a totalidade da remuneração do contratado fique atrelada a níveis de performance, estabelecendo-se como critério de escolha do contraente, p. ex., o maior valor de outorga.

Tais contratos, por consubstanciarem obrigações de resultado, condicionam a revisão tarifária ao atingimento de metas de qualidade do serviço, legitimando a divisão dos custos de investimento entre todos os usuários, ao mesmo tempo em que permitem uma escolha por parte dos operadores dos meios que se mostrarem mais eficientes e adequados ao

cumprimento dos parâmetros de performance em cada momento histórico, incentivando a renovação tecnológica essencial à operação das *smart grids*.

Os riscos contratuais são, assim, alocados de acordo com as capacidades das partes envolvidas, razão pela qual nos parece que esta tecnologia contratual permite endereçar adequadamente o problema das incompletudes contratuais, ao mesmo tempo em que cria ambiente propício à constante adaptação da indústria às inovações tecnológicas, às preferências dos consumidores e aos interesses públicos gerais reconhecidos pelo poder concedente em um dado momento<sup>148</sup>.

Os contratos de performance, à vista disso, permitem, no nosso entender, quando inviável a autorização, alcançar resultados tão eficientes quanto esta habilitação não-contratualizada, tendo em conta a sua textura flexível e maleável capaz de acomodar os interesses, tecnologias e preferências cambiantes no curso da execução contratual, a serem gradualmente identificados e geridos pelo regulador.

Com efeito, mantendo-se as metas de performance e resultados as mesmas para o período regulatório, seja no caso de autorizações, seja no caso das concessórios, eventuais adaptações necessárias para fazer frente, p. ex., às atualizações tecnológicas, não dependerão de uma reformulação regulatória ou contratual, tampouco dependerão, em regra, de prévias renegociações e majorações tarifárias.

Quer dizer, o sistema é sobremaneira mais flexível e, por isso, mais infenso a renegociações e reequilíbrios tarifários, o que o torna, em consequência, mais estável, permitindo sopesar as duas dimensões sobre que se contrabalançam os títulos jurídicos habilitantes (segurança e flexibilidade, II.2.2.2.1 e II.2.2.2.2) e, ao mesmo tempo, reduzir os custos de transação atrelados às indústrias de rede (II.2.2.2.3).

Ademais, a concentração do regulador nos resultados finais a serem entregues pelos operadores reduz drasticamente a quantidade de normas a serem conhecidas, observadas e adimplidas pelos regulados/concessionários, minorando os custos que daí advém e viabilizando que sejam repassadas aos consumidores os respectivos ganhos econômicos e de eficiência.

Da mesma forma, os ônus de *compliance* e *enforcement* que caracterizam as medidas de comando e controle são substancialmente mitigados.

---

<sup>148</sup> Cf. GUASCH (2004, p. 16), nos mais de mil contratos de concessão que se propôs a analisar, “renegociações foram muito mais recorrentes quando os contratos de concessão continham requerimentos de investimentos (70 por cento) do que quando incluíram indicadores de performance (18 por cento)”.

De um lado, os agentes regulados – autorizatários ou concessionários – recebem um número mais reduzido e mais objetivo de missões (cumprir os parâmetros de performance e eficiência) e recebem incentivos financeiros para cumpri-las, o que tem o potencial não só de reduzir os custos e os desígnios de captura, como majorar a eficácia e efetividade das medidas, porque a adesão dos agentes regulados à proposta governamental implicará em maiores lucros.

De outro lado, o poder público desonera-se de grande parte dos ônus fiscalizatórios ao transferir para os agentes regulados o ônus de relatarem e demonstrarem o adimplemento das missões regulatórias, além de reduzir a incidência de processos contenciosos e os custos e tempo para as respectivas soluções.

É bem verdade que a eficácia desta modelagem regulatória depende indissociavelmente da adequação e conformidade dos parâmetros de performance e resultados eleitos e a sua fixação pode ser demorada e custosa e pode ter efeitos indesejados ou mesmo contrários aos objetivos finais do sistema.

A despeito disso, vimos, não só já vem sendo desenvolvidos critérios objetivos e idôneos para o processo de escolha destes parâmetros, como, segundo o nosso entendimento, os benefícios advindos de uma *regulação de performance* superam os eventuais custos que os processos de *benchmark* usualmente impõem ao regulador.

Por todos estes motivos, entendemos que a formatação ordenadora do setor elétrico há-de sofrer uma virada paradigmática de uma lógica de comando e controle para uma lógica calcada primordialmente em resultados e performance, tanto em termos de contratos de delegação, quanto em sede de habilitação via autorização ou licenciamento, para absorver as mudanças decorrentes das *smart grids*.

Não deixamos de reconhecer, porém, que há casos e questões que demandam uma *standardização* fechada, abstrata e genérica que as normas de comando e controle podem melhor endereçar, nomeadamente em questões de interoperabilidade técnica. Assim como há situações que medidas altamente coercitivas precisem ser implementadas diante da inércia ou sucessivas demonstrações de descaso por parte dos agentes regulados (autorizatários ou concessionários) relativamente aos interesses públicos.

Nestas situações, não há dúvidas, uma regulação de performance e resultados é ineficiente e incapaz de garantir a ordenação dos agentes privados à consecução das políticas públicas.

Por isso, a simples substituição de uma modelagem regulatória por outra é indesejável, devendo-se ter em conta que as complexas manifestações da realidade impõem um arcabouço regulatório igualmente complexo e multifacetado.

Uma vez que os mercados regulados são dinâmicos, a conjugação de mais de um tipo de medida regulatória para a consecução dos objetivos públicos mostra-se necessária e volta-se, ao mesmo tempo, a impedir modificações e revisões constantes e custosas dos métodos regulatórios e a compensar eventuais malogros ou ineficiências de uma determinada medida com o êxito de outra(s).

Daí a emergência – e a propagação cada vez mais intensa – de reclames voltados a tornar a regulação mais flexível e inteligente, no sentido de que a combinação de diferentes métodos, técnicas e instituições pode tornar os sistemas regulatórios mais eficientes e, as decisões regulatórias, de melhor qualidade.

Os ditames da *smart regulation*, resumidamente, voltam-se à preferência por políticas públicas e especialmente regulatórias que (i) incorporem um *mix* com uma ampla gama de instrumentos (medidas regulatórias, de auto-regulação e co-regulação) e instituições (públicas e privadas, lucrativas ou não); (ii) façam uso de medidas menos interventivas, reduzindo os custos regulatórios impostos aos agentes regulados e custos de elaboração, supervisão e fiscalização das medidas por parte do regulador; (iii) edifiquem pirâmides dinâmicas dos instrumentos a serem gradualmente aplicados na extensão necessária para o atingimento dos interesses públicos (v.g. no reiterado descumprimento de obrigações voluntárias ou na não correspondência dos sinais de incentivo por parte dos agentes privados, adotar-se-ia um mecanismo mais interventivo, com a imposição de penalidades); (iv) concedam poderes aos participantes que estejam em melhores posições para levarem a efeito os objetivos públicos, agindo como “reguladores-suplentes” ou “reguladores-delegados” [*surrogate regulators*]; e (v) maximizem as oportunidades para resultados de proveito-proveito [*win-win outcomes*], em preferência a resultados de proveito-perdas<sup>149</sup>.

Na consideração das medidas adequadas ao atingimento dos objetivos públicos, portanto, importa ao regulador nortear-se por estes parâmetros, de modo a fazer com que o processo e as escolhas finais que dele decorrerem sejam cada vez mais inteligentes.

A inserção de medidas de comando e controle dentro de uma lógica de performance e resultados não só é possível, como em algumas circunstâncias desejável, da mesma forma que que o desenvolvimento da regulação de uma forma mais cooperativa e negociada poderá

---

<sup>149</sup> v. GRABOSKY *et al.* (1998)

trazer importantes ganhos a título de expertise, *compliance*, eficiência e eficácia nos mercados regulados<sup>150</sup>.

Vislumbrando a necessidade de fomentar e assegurar uma mútua confiança e uma cooperação cada vez maior entre agentes regulados e os reguladores para o alcance dos objetivos públicos, medidas de *guidance* e co-regulação tem crescentemente se mostrado eficazes no lido com ambientes regulados dinâmicos.

A *guidance* visa a reduzir as cargas obrigacionais direcionadas aos agentes regulados e conformar gradualmente as condutas privadas aos fins e objetivos regulatórios sem interferir gravemente com a estabilidade dos mercados regulados e a saúde financeira das empresas reguladas, viabilizando que, da cooperação entre as partes envolvidas, sejam alertados os particulares sobre eventuais mudanças no direcionamento das interpretações regulatórias, sobre eventuais comportamentos que não condigam com os interesses públicos e se mostrem potencialmente sancionáveis<sup>151</sup>, etc.

Nas medidas de co-regulação, ou regulação compartilhada, algumas ações que dependem de poderes de autoridade ou poderes de supervisão são adotadas pelo regulador e outras ações, que podem ser desempenhadas mais eficientemente por particulares, são por eles levadas a efeito mediante compromissos voluntários.

A horizontalização da regulação, assim, tem por escopo incrementar a cooperação e o engajamento direto e, inclusive, voluntário dos agentes regulados na consecução dos objetivos regulatórios, sendo de indubitável importância para a implementação das redes inteligentes, as quais dependem de e demandam uma coordenação de esforços de todos os agentes interessados – Estado, indústria e consumidores.

---

<sup>150</sup> Exemplo disso está no Decreto-Lei português n.º 172/2006, aditado pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, que dispõe que os planos de desenvolvimento das linhas de transmissão e distribuição (PDIRT e PDIRD) deverão ser elaborados, respectivamente, nos anos ímpares, pelo operador da RNT (artigo 36, n.º 3) e, nos anos pares, pelo operador da RND (artigo 40, n.º 3), e não pelo regulador, realizando-se um processo de consultas e avaliações à DGEG, à ERSE, ao membro do Governo responsável pela área da energia e aos agentes do setor interessado até a aprovação final dos planos (v. artigos 36º-A e 40º-A). Daí se extrai uma *regulação colaborativa e participativa*, que reconhece, de um lado, a maior capacidade dos agentes do mercado em planearem as respectivas redes que são por si operadas – sobretudo no caso das redes de transmissão, visando a evitar problemas de *hold-up* por incapacidade da rede em absorver novas centrais produtoras –, e, de outro lado, a importância de uma *concertação de atores públicos*, cada um atuando no âmbito de suas especialidades e capacidades técnicas, e de *agentes privados interessados*, que têm a oportunidade de contribuírem para o desenvolvimento e planeamento das redes e apresentarem, além de importantes dados e informações ao regulador, propostas e sugestões para o aprimoramento do setor. Assim, uma regulação que ainda guarda traços de comando e controle desveste-se dos ônus inflexíveis e herméticos que caracterizam, vimos acima, o planeamento hierarquizado e unilateral das redes por parte do poder público, tornando-se mais maleável para absorver contribuições e participações dos atores privados que se encarregam de assegurar o bom andamento do setor e se beneficiam dos ganhos de qualidade e eficiência daí advindos.

<sup>151</sup> VICENTE (2012, p. 118).

Também por este motivo, a permeabilização da regulação a uma participação cada vez maior dos agentes interessados é forçosa.

Porque os agentes interessados estão diretamente envolvidos nas dinâmicas e relações que têm lugar no ambiente regulado, possuem maior acúmulo de experiência e expertise e mais fácil acesso à informação, podendo prestar importantes contribuições ao processo regulatório, incitando debates e persuasões recíprocas ínsitos ao regime democrático<sup>152</sup>.

De outro lado, a sociedade de risco e informação já não mais permite o conhecimento exaustivo e valorativamente neutro de todas as variáveis que possam influir nos processos técnico-científicos, reconhecendo-se, a partir de uma virada paradigmática nas ciências<sup>153</sup>, que processos científicos e técnicos não são necessariamente objetivos e absolutos<sup>154</sup>, estando sujeitos a incompletudes, erros e zonas em que a deficiência de dados, informações ou mesmo do conhecimento humano deva ser preenchida por escolhas, assunções e aproximações eleitas pelo cientista<sup>155-156</sup>.

Isto coloca importantes questões sobre “se as políticas públicas e a regulação devem ser governadas predominantemente por *experts* realizando ‘objetivas’ análises de risco ou se a governança deva ser mais participativa, com julgamentos subjetivos concorrendo com os objetivos”<sup>157</sup>.

Ficamos com a segunda proposta, defendendo a imperatividade de a governança<sup>158</sup> dos mercados regulados pautar-se em processos abertos e receptivos das manifestações dos agentes interessados, a fim de construam conjuntamente com o regulador o mercado.

Pelo exposto, entendemos que, além de fundada em parâmetros de performance e resultados e na cooperação dos diferentes atores na construção e concretização dos objetivos regulatórios, a regulação do novo setor elétrico há-de ser tão colaborativa e participativa quanto possível, a fim de incentivar e reforçar a adesão da indústria e dos consumidores às metas regulatórias e de legitimar as decisões tomadas pelos reguladores nesta seara.

---

<sup>152</sup> MAJONE (1989, p. 1)

<sup>153</sup> SANTOS (2006)

<sup>154</sup> VOS (1997, p. 127)

<sup>155</sup> GODARD (1997, p. 39)

<sup>156</sup> BECK, 1998, p. 35)

<sup>157</sup> BARTLE (2008, p. 2)

<sup>158</sup> Cf. OFGEM (2010e, 2.9), “O regime regulatório deve cumprir os seguintes princípios de boa governança: \* promover consultas inclusivas, acessíveis e efectivas; \* ser governado por processos que são transparentes e facilmente entendidos; \* ser administrado em uma maneira independente e objetiva; \* prover análises rigorosas e de alta qualidade em qualquer caso de mudanças; \* ser custo-efetivo; \* conter regras e processos que são suficientemente flexíveis para permitir mudanças de gerenciamento eficientes e ser entregue de uma forma que os resultados sejam proporcionais aos encargos regulatórios”

## 2. Novas dimensões regulatórias

As redes inteligentes propiciarão uma revolução no mercado energético, sentindo-se as principais mudanças a serem realizadas na última milha.

A regulação do setor elétrico, então, focada primordialmente nas atividades de geração e transmissão, deverá conhecer novas dimensões, afetadas sobretudo à distribuição e aos diferentes serviços que se desenvolverão em sede retalhista, para endereçar adequada e eficientemente as matérias afetas às *smart grids*.

O mercado elétrico atual estruturou-se sobre bases centralizadas e hierarquizadas, em que o funcionamento da rede é coordenado centralmente pelo operador do sistema e cada ator possui um papel bem definido e escalonado.

Em síntese, o sistema funciona mediante o fornecimento de energia por grandes, e em limitado número, plantas produtoras, as quais são monitoradas pelo operador do sistema para fins de balanceamento entre a energia gerada e a consumida e despachadas em uma ordem hierárquica e pré-fixada. Uma vez gerada, a energia é injetada e transportada por linhas de transmissão de alta tensão, a partir de um fluxo unidirecional e verticalizado, no sentido da geração para o consumo.

Alcançando os centros de consumo, a energia é transformada de um patamar de alta para pequena e média tensão, sendo transportada por distribuidores até o consumidor final, o qual pode adquirir energia do distribuidor, caso concentre estas as funções de distribuição e comercialização, ou de comercializadores autônomos, caso tenham sido desconcentradas as funções de distribuição e comercialização<sup>159</sup>.

---

<sup>159</sup> A desregulação do mercado a jusante de energia elétrica, com a introdução da competição na seara da comercialização, visa a, através da incidência das lógicas de mercado e de concorrência, promover ganhos de dinamismo, qualidade e eficiência dos serviços prestados aos consumidores finais. Cf. Diretiva 2009/72/CE, a liberalização objetiva, tendo em conta as finalidades últimas do mercado interno da eletricidade, “proporcionar uma possibilidade real de escolha a todos os consumidores da EU, sejam eles cidadãos ou empresas, criar novas oportunidades de negócio e intensificar o comércio transfronteiriço, de modo a assegurar ganhos de eficiência, preços competitivos e padrões de serviço mais elevados e a contribuir para a segurança do fornecimento e a sustentabilidade” (Considerando nº 1) e promover um “mercado plenamente aberto que permita a todos os consumidores a livre escolha de comercializadores e a todos os comercializadores o livre fornecimento dos seus clientes” (Considerando nº 3). Além disso, o incremento da auto-produção e micro-geração têm o potencial de dinamizar profundamente o mercado, com a entrada de novos e múltiplos atores. Em Portugal, o Decreto-Lei nº 25/2013 consagrou tais tendências, estabelecendo normas para a comercialização de energia a partir da microprodução e da miniprodução, prevendo-se, inclusive, a possibilidade de o microprodutor ou miniprodutor optar por prescindir da centralização no comercializador da compra da eletricidade oriunda das respetivas unidades, dispondo diretamente da electricidade produzida através de mercados organizados ou mediante contratos bilaterais (artigo 10º, nº 4), o que tem o condão de incentivar a produção distribuída e a concorrência, ensejando, ao menos em tese, a baixa de preços mediante a pressão competitiva perante os grandes produtores, maior segurança no abastecimento e o incremento do mercado, contribuindo para sua eficiência geral. Para uma



Sob este esquema, portanto, a geração de energia elétrica incumbe a grandes produtores, o transporte e gerenciamento do sistema incumbe aos transmissores – que, em alguns países, podem também ser operadores do sistema, encarregados do balanceamento geral do sistema –, o transporte em pequena e média tensão incumbe aos distribuidores, que podem ou não incumbir-se de comercializar a energia produzida, e, ao consumidor, incumbe receber energia do sistema e pagar o preço fixado em contrapartida.

Esta formatação levou a que, historicamente, a regulação do setor elétrico pautasse-se sobretudo no mercado grossista, com destaque especial para a geração e transmissão de energia elétrica, no sentido de garantir, de um lado, a segurança no fornecimento e abastecimento e confiança na estabilidade do sistema e, de outro lado, garantir o acesso à rede em bases não discriminatórias e equânimes aos novos entrantes.

Sucedem que, com o advento das redes inteligentes, tanto a estrutura regulatória, quanto a estrutura do mercado deverão sofrer importantes e substanciais mudanças a fim de absorver as novas dimensões que as *smart grids* propiciam e dependem para triunfar, notadamente em sede de *geração distribuída* e novos serviços energéticos.

Realmente, a instituição de um fluxo bidirecional de energia, dados e informações pelas redes inteligentes impedirá a manutenção de estruturas hierarquizadas, centralizadas, verticalizadas e herméticas, impondo lógicas pluricêntricas, horizontalizadas e flexíveis para absorver todas as novas funções, serviços e atividades que daí advirão.

A bidirecionalidade da rede implica em que os consumidores sairão de sua postura passiva para um controle efetivo e ativo de seu poder de consumo e de produção de energia elétrica (*prosumers*).

Isso, por sua vez, culminará no incremento da geração distribuída, o que mitigará a centralidade e verticalidade com que o sistema opera atualmente, e imporá novas funções e responsabilidades ao distribuidor, que deverá assumir o gerenciamento ativo da última milha para coordenar os diferentes focos de geração distribuída relativamente ao sistema.

Igualmente, novas oportunidades de negócio surgirão com a mudança dos consumidores para uma postura mais ativa e a descentralização da geração de energia elétrica, potencializando a criação de diversos novos serviços e dimensões do mercado elétrico que o deixarão cada vez mais suscetível à concorrência.

Por isso, é forçoso que o regulador invista pesadamente na *regulação do mercado a jusante*, de modo a criar um ambiente concorrencial aceitável (*level playing field*) aos novos

---

abordagem acerca dos possíveis e desejáveis desenhos para o mercado minorista, v. DURBAN ROMERO (2012, p. 133 e ss)

entrantes que advirão com o incremento da geração distribuída e o surgimento de novos serviços eléctricos e promover soluções regulatórias flexíveis, que mais se adéquem a uma lógica cada vez mais particularizada e customizada do mercado.

Da parte da geração distribuída, as demandas por fontes renováveis de energia e segurança no abastecimento vem fomentando a instalação de fontes produtoras de pequeno e médio porte mais próximas dos ou nos próprios centros de consumo, diretamente conectadas às redes de distribuição.

Assim, o número de agentes a ingressarem no mercado eléctrico aumentará consideravelmente, dado o potencial de cada consumidor tornar-se um produtor de energia eléctrica.

À evidência, a entrada massiva de novos agentes coloca problemas de duas principais ordens, uma de acesso e a outra técnica.

No primeiro caso, o acesso de novos agentes no mercado e as condições em que se dará a competição neste mercado dependem de uma formatação regulatória adequada que construa as condições para uma concorrência em níveis aceitáveis e permita, assim, que os agentes económicos desenvolvam as suas potencialidades.

Porque a rede eléctrica – seja na transmissão, seja na distribuição – constitui um monopólio natural, parâmetros para acesso à rede por novos entrantes devem ser fixados pelo regulador, de forma a impedir que o monopolista recuse acesso de forma discriminatória a determinados agentes ou entrave a concorrência ao impor preços de acesso iníquos, que impeçam a formação de um preço final competitivo.

Sucedem que as regras de acesso ao mercado hoje em vigor voltam-se para a relação geração (de grande porte, a montante) e transmissão, sem guardar a geração distribuída.

Dessa maneira, uma nova dimensão a ser incorporada às funções regulatórias atuais será a *formação de regras de acesso à rede de distribuição por pequenos e médios geradores*, guardando-se as peculiaridades de o número de entrantes ser sobremaneira superior ao existente na relação geração-transmissão a montante e de o regulador não possuir um controle direto sobre a topologia da rede e o local em que as novas fontes geradores serão instaladas, como ocorre no mercado a montante, sendo certo que somente a título indireto – mediante a instituição de tarifas locais, p. ex. – este controle poderá ser exercido.

Ademais, uma vez que as fontes de geração distribuída são geralmente intermitentes e nem sempre os consumidores optarão por injetar energia na rede, podendo priorizar a produção para o seu próprio consumo e atribuir ao sistema somente o excedente, se e quando

houver, o balanceamento da *microgrid* ou dos subsistemas elétricos a nível da distribuição não poderão seguir a mesma lógica do balanceamento do sistema a montante.

Significa que a geração distribuída não pode ser nem centralmente planejada, nem centralmente despachada, o que impõe a formação de uma lógica regulatória condizente com essas peculiaridades, mas que, ao mesmo tempo, não gere distorções no nível de concorrência entre os grandes geradores a montante e os geradores a jusante nem ao balanceamento geral do sistema.

Daí falar-se, hoje, em lógicas peculiares e próprias de cada *microgrid*, que devem ser não só respeitadas, como fomentadas pelos reguladores, desde que se encaixem na lógica geral do sistema.

Uma forma de acomodar estas características da geração distribuída é, no âmbito da distribuição, permitir a inserção destas lógicas próprias e, no âmbito do relacionamento da distribuição com o restante do sistema, submetê-lo à lógica geral do sistema, de modo que, “do ponto de vista do TSO [transmissor], o DSO [distribuidor] se manifestaria como um ‘grande gerador’”<sup>160</sup>.

O conceito de plantas geradores virtuais bem denota este sentido, repousando em um aglomerado de diversos pequenos e médios geradores que é gerenciado coletivamente, relacionando-se com o sistema e com o mercado como um produtor único, ganhando substancial poder de mercado.

A consequência disso é que a organização hierarquizada e verticalizada, de cima para baixo, do mercado elétrico será posta em causa, havendo agentes difundidos ao largo de toda a cadeia produtiva da eletricidade que terão o condão de intervir e impactar o mercado.

Logo, *o mercado passará a ser pluricêntrico*, ao invés de centralizado, e *horizontalizado*, ao invés de verticalizado de cima para baixo, na medida em que todos os atores envolvidos na cadeia energética poderão ser tanto produtores, quanto consumidores de energia e serviços energéticos, e se relacionarão não por intermédio de esquemas hierárquicos e engessados, mas através de relações intersubjetivas dinâmicas.

Por esta razão, a atual lógica regulatória generalista e focada primacialmente no mercado a montante deverá ser reformulada para acomodar estas novas dinâmicas que exsurgirão do mercado a jusante.

Uma segunda ordem de problemas que a entrada massiva de novos agentes geradores na dimensão da distribuição coloca ao sistema é de natureza técnica, consistindo nas

---

<sup>160</sup> KEOGH e SULLIVAN (2010, p. 3)

dificuldades de absorção, pela rede, de grandes quantidades de energia injetada e em voltagens, potências e volumes variáveis.

A natureza intermitente de grande parte destas fontes geradoras e as localidades e dimensões variadas em que tais fontes serão instaladas, com efeito, impõe pesados novos custos e dificuldades operacionais aos distribuidores, no que tange à extensão da rede, de sua capacidade e resiliência (reforço da rede) e ao gerenciamento do micro-sistema, tendo em vista a grande variação do fluxo de energia e de dados e informações que serão transmitidos para os *prosumers* e vice-versa.

Estas dificuldades técnicas e custos acrescidos, é evidente, operam como fatores de desincentivo aos distribuidores para integrarem um número cada vez maior de geradores à rede, podendo emergir como barreiras à entrada e à manutenção de fontes energéticas que melhor se compatibilizam, comparativamente às grandes fontes geradoras, sobretudo as poluentes, com os objetivos do sistema.

Deveras, o incremento da geração distribuída, para além das metas gerais de sustentabilidade e segurança no abastecimento, pode trazer benefícios diretos e palpáveis ao sistema. Com o incremento da micro-produção e a circulação da energia dentro da *microgrid*, é potencial a redução<sup>161</sup> (i) dos picos de demanda e do congestionamento da rede, reduzindo a sobrecarga do sistema; (ii) dos custos e investimentos em extensão da rede e capacidade na seara da transmissão e geração; e (iii) das perdas no transporte de energia, dado o menor caminho percorrido desde as fontes de geração distribuída até o consumidor final.

A fim de atingir todas estas potencialidades e tornar econômica e tecnicamente viável a instalação e desenvolvimento das fontes de geração distribuída, uma mudança paradigmática das funções e responsabilidades do distribuidor faz-se cogente.

Conforme vimos, hoje, os distribuidores participam do sistema de forma bastante passiva, limitando-se, em geral, a repassar a energia recebida do transmissor ao consumidor final<sup>162</sup>, o que lhes demanda pouquíssimo em termos de gerenciamento e acaba por lhes retirar a visibilidade e o controle do sistema como um todo<sup>163</sup>.

Daí referir-se a doutrina<sup>164</sup> a um desempenho de *fit and forget* da parte do distribuidor, no sentido de resolver os principais problemas técnicos da infraestrutura na etapa do planejamento e expansão da extensão e capacidade da rede.

---

<sup>161</sup> Cf. EURELECTRIC (2013, p. 4)

<sup>162</sup> Para uma análise compreensiva de todas as funções desempenhadas atualmente pelos distribuidores, especialmente na Europa, v. EURELECTRIC (2013, Box 1, p. 9)

<sup>163</sup> *Idem*, p. 9.

<sup>164</sup> v. por todos EURELECTRIC (2013, p. 11)

Neste caso, majorado o volume de geração distribuída, a solução seria majorar a extensão e a capacidade da rede, levando à incursão dos inúmeros custos discriminados acima e à formatação de uma rede com grande capacidade para os picos de geração e demanda, mas ociosa em todos os demais períodos.

Uma outra opção seria permitir ao distribuidor que, excedendo a produção a capacidade da rede, interrompesse o fluxo de energia, excluindo, ainda que momentaneamente, alguns atores do sistema. Assim, na hipótese de crescimento da geração distribuída, cada vez mais frequentes seriam tais interrupções, levando a um desincentivo à instalação e operação da infraestrutura geradora, nomeadamente se deixarem de ser compensadas financeiramente as geradoras pelo período em que ficaram impedidas de participar do mercado.

Como é manifesto, simplesmente ampliar a capacidade da rede ou impedir que novos agentes ingressem e participem efetivamente do mercado são opções altamente ineficientes e desalinhadas com os objetivos do setor e, particularmente, com a lógica das redes inteligentes.

Uma solução mais inteligente e compatível com o novo setor elétrico é impor ao distribuidor um gerenciamento ativo da rede com a sua *programabilidade*, permitindo a efetiva absorção das fontes de geração distribuída sem que isso imponha custos altíssimos e desnecessários ao sistema.

Em uma postura ativa, consoante SCHEEPERS *et al.* (2005, p. 40), incumbe ao distribuidor, mediante a incorporação de avançadas plataformas de tecnologia e informação para o monitoramento dos fluxos de energia da rede, responsabilizar-se pela segurança no abastecimento, a resiliência e a qualidade do sistema localmente, incumbindo-lhe analisar e interpretar dados para promover o balanceamento do sistema de acordo com a relação demanda e oferta no âmbito da *microgrid*, da célula ou da dimensão geográfica em que atue, emitir sinais aos agentes do mercado para que mudem os seus padrões de produção ou de consumo, prover ou contratar serviços ancilares (*v.g.* controle de voltagem e energia reativa), evitar que as falhas e suspensões de energia ocorridas no âmbito de uma determinada área geográfica contaminem o sistema e vice-versa, negociar as condições de troca da energia excedente em seu subsistema com outros subsistemas ou com o sistema geral<sup>165</sup> e negociar com os agentes produtores diferentes níveis de flexibilidade quanto à supressão de

---

<sup>165</sup> DONKELAAR; SCHEEPERS (2004, p. 28)

fornecimento em momentos de congestionamento crítico da rede, pagamentos proporcionais à duração da suspensão do fornecimento<sup>166</sup>, etc.

Todas estas medidas, se tomadas corretamente, evitam que novos investimentos em extensão e resiliência da rede sejam necessários.

Paradigmática, nesse sentido, a experiência relatada por MEEUS *et al.* (2010, p. 10-11) da região de Orkney, UK, em que, em uma rede de distribuição com capacidade de 20 MVA, foram conectados 47 MW de geração distribuída, sem que expansões da rede ou investimentos em resiliência fossem realizados. Neste projeto, o distribuidor, mediante gerenciamento ativo da rede, monitorava e coordenava as diferentes fontes geradoras, formadas maiormente por geração intermitente, de modo a que não fosse superado o limite máximo da rede, viabilizando que, em momentos de baixa produção de energia eólica ou solar, p. ex., outras fontes de geração distribuída pudessem operar em sua máxima capacidade, e assim por diante.

Dessa forma, os problemas técnicos advindos da geração distribuída podem ser resolvidos ou mitigados a partir de um gerenciamento mais inteligente das redes, incumbindo ao regulador criar os incentivos e as bases necessários para que isto ocorra.

Uma nova dimensão regulatória do setor elétrico inteligente repousa, portanto, em primeiro lugar, no arrolamento de metas e obrigações de integração de geração distribuída a serem cumpridas pelos distribuidores, através da implementação de incentivos financeiro-tarifários a fim de realizarem uma mudança no paradigma atual.

Em segundo lugar, na promoção de uma descentralização do gerenciamento da rede da dimensão dos transmissores para os distribuidores, permitindo que o sistema incorpore um gerenciamento local por parte dos distribuidores e um gerenciamento global por parte dos transmissores, de modo a que a operação da rede elétrica (de transmissão e distribuição) se dê mais eficiente e eficazmente.

É claro que um esquema tal demandará amplos esforços de coordenação entre ambas as instâncias, com o estabelecimento de regras regulatórias adequadas para orientar os agentes regulados nesse sentido e fomentar e, se necessário, garantir a troca de informações e dados entre os operadores.

Logo, o estabelecimento de um arcabouço regulatório que fixe com clareza as diferentes responsabilidades que recaem sobre transmissores e distribuidores e como funcionará o sistema misto (local e global) de balanceamento e gerenciamento (v.g. que

---

<sup>166</sup> EURELECTRIC (2013, p. 11 e 15)

decisões prevalecem quando houver um conflito entre uns e outros) é indispensável para o bom andamento do sistema elétrico inteligente.

A estrutura do mercado e da regulação elétricos, pois, devem incorporar um gerenciamento difuso e horizontalizado, em que a coordenação – ao invés de comandos hierárquicos – entre os diferentes atores há-de prevalecer.

Por esta razão, pode-se afirmar que a própria natureza da regulação da distribuição de energia elétrica será transmutada.

Isto porque, de uma regulação meramente formal voltada a estabelecer as condições de acesso à rede e entrada no mercado, deverá passar a ser uma regulação material, de qualidade e eficiência, incentivando uma postura de gerenciamento ativo por parte do distribuidor. Passará a importar, assim, o efetivo conteúdo das condutas levadas a efeito pelos distribuidores, o que vai ao encontro da própria lógica da regulação de performance e resultados aqui proposta, que é assegurar resultados positivos e condizentes com os interesses públicos afetos ao setor energético.

Por esta razão, como já explanamos (II.3.2), também os operadores não mais poderão ser considerados como meros transportadores e comercializadores de elétrons, tornando-se prestadores de serviços energéticos que vão muito além do simples deslocamento de energia de um ponto a outro.

Uma nova lógica regulatória que enderece o mercado de serviços, ao invés de um mero mercado de *commodities*, em consequência, faz-se igualmente cogente.

As *smart grids* têm o potencial, em primeiro plano, de promover o incremento da concorrência nas searas da geração e, sobretudo, comercialização de energia elétrica, ao expandir a elasticidade da demanda e fazer com que os consumidores passem a responder a sinais de preço ou mais próximos dos ou consistentes nos sinais do mercado.

Ademais, ao viabilizar que à oferta de energia sejam agregados serviços de consultoria, assessoria, instalação e operação de *softwares* para controle de demandas, customização das tarifas, etc., as redes inteligentes permitem que os operadores se diferenciem entre si em dimensões além do preço da energia comercializada.

Dessa forma, incumbe ao regulador voltar o olhar para este novo mercado e as novas funções a serem empreendidas pelos agentes regulados, mantendo condições de entrada e concorrência leal entre os operadores e incentivando-os fortemente a cumprir as metas traçadas para o setor, inclusive de proteção dos direitos dos consumidores.

Em acréscimo, alguns serviços que já vinham sendo desfragmentados da função de distribuição, poderão mais facilmente autonomizar-se, rompendo com a formatação monopólica tradicional da dimensão retalhista do mercado (p. ex., a autonomização do serviço de medição, que era já possível e, inclusive, implementada em algumas jurisdições<sup>167</sup>, pode tomar grande impulso com os novos *smart meters*).

Logo, incumbirá ao regulador, mediante prévia análise dos impactos que a introdução ou dinamização da concorrência poderá trazer às diferentes atividades do setor, delimitar os requisitos para acesso ao mercado de potenciais novos entrantes e, se for o caso, o número e/ou a extensão de escopo dos títulos habilitantes já expedidos ou a serem outorgados, bem como averiguar os parâmetros de competição e de qualidade e eficiência mínimos a serem desempenhados nos novos mercados de serviços energéticos.

Igualmente, esta nova dimensão do setor elétrico de provimento de serviços incrementará substancialmente o número de atores e os tipos de atividades envolvidos no mercado, notadamente na seara retalhista, além de criar novas dimensões em que os novos atores interagirão, direta ou indiretamente.

Isto demandará um novo quadro regulatório, flexível e multidimensional, que absorva os diferentes tipos, necessidades e características dos serviços e atores do mercado.

Segundo MCKINSEY & COMPANY (2010, p. 26), “o caso de negócios para cada operador irá variar de acordo com o regime regulatório, as metas da companhia e o desenho da rede existente. Um operador, por exemplo, salientou que os benefícios do gerenciamento da demanda gerariam um acréscimo de 40 por cento no valor dos negócios através da mudança de tarifas e comportamento dos agentes, enquanto para outros operadores este percentual foi de menos de 20 por cento”.

Da parte dos consumidores, é possível tornar cada vez mais pessoal a prestação dos serviços, denotando diferenças essenciais que caracterizam os tipos de usuários, sendo certo que os diferentes consumidores possuem diversas preferências em termos de qualidade do serviço, frequência e tipologia da medição e faturamento, métodos de pagamento, tipos de matrizes energéticas de que pretendem consumir, e assim por diante.

Isso enseja que a regulação acompanhe esta tendência, tornando-se cada vez mais personalizada e adaptável às peculiaridades dos casos concretos, afastando-se de um modelo *one size fits all*, que é o que vigora atualmente.

---

<sup>167</sup> v. NEW YORK STATE DEPARTMENT OF PUBLIC SERVICE (2001)



Essa constatação não só impõe que haja novas dimensões regulatórias para endereçar os problemas específicos de cada tipo de rede e cada tipo de operador e consumidor, como reforça o entendimento de que uma regulação de performance e resultados está mais bem adequada a fazer frente às características das novas redes inteligentes.

A uma porque os formatos de comando e controle pautam-se em fórmulas genéricas, que não realizam inteiramente as potencialidades e as necessidades das novas redes inteligentes, enquanto a regulação de performance e resultados, ao mesmo tempo em que fixa metas gerais aplicáveis a todos os agentes do setor, pode – e deve – instituir metas específicas para os diferentes agentes regulados, compatibilizando-as às peculiaridades próprias dos agentes e dos mercados nos quais operam.

A duas, a inserção de uma lógica individualizada para cada tipo de serviço em um sistema de comando e controle teria o condão de gerar uma multiplicação das normas regulatórias incessante e infactível, à luz dos limites reais dos custos e esforços que são dados ao regulador incorrer.

Logo, a “customização regulatória” de cada uma das relações jurídicas que têm e que passarão a ter lugar no mercado energético só nos parece possível através de um sistema regulatório que se limite a fixar os níveis desejados de qualidade e eficiência dos serviços energéticos prestados – níveis estes generalizáveis, *i.e.* desejados para a sociedade como um todo –, atribuindo grande margem aos agentes privados de liberdade e conformação das condutas e das relações jurídicas para fazer frente à diversidade do novo mercado, tornando possível, sem onerar excessivamente o regulador, garantir que as especificidades e características de cada consumidor, região geográfica ou prestador sejam respeitadas.

A nova regulação para o setor elétrico, portanto, deve reconhecer e incorporar o pluralismo que diferencia as redes inteligentes, propiciando um comportamento adaptativo<sup>168</sup> de todos os atores interessados à luz das evoluções da realidade, e a coordenação entre os variados agentes que terão lugar no mercado, promovendo, assim, uma mudança paradigmática de uma regulação rígida, verticalizada, hierárquica e unidirecional para uma regulação mais fluida e permeável à mudança, horizontalizada, cooperativa e multidirecional.

---

<sup>168</sup> HOLT *et al.* (2010, p. 10)

### **3. Um novo modelo regulatório-tarifário para as *smart grids***

A virada paradigmática do arcabouço regulatório deve congrega, além das novas lógicas e formatos ordenadores expostos acima, uma reformulação das bases tarifárias incidentes sobre a indústria de modo a refletir e permitir as mudanças e inovações das *smart grids*, já tendo ficado demonstrado em II.3 que a tarifação tal como desenvolvida hodiernamente não é bastante a ou capaz de promover tais objetivos.

Uma modelagem tarifária para as *smart grids* deve ter em conta a sua natureza altamente tecnológica e dinâmica, em que o incremento da quantidade e da qualidade dos dados e informações sobre as condições da rede e os padrões de comportamento dos diferentes agentes que se interrelacionam no mercado elétrico terão o condão de promover o controle mais acentuado dos resultados da indústria, propiciar o surgimento de novos serviços e implementar a customização dos preços e atividades energéticas, potenciando a incidência de uma concreta lógica de mercado na indústria.

Por isso, o sistema tarifário das redes inteligentes deve ser estruturado de tal modo que permita, ao mesmo tempo, (i) acomodar, sem o incremento substancial de custos e demoradas renegociações, as evoluções da indústria e os diferentes riscos e benefícios que orbitam a operação da rede elétrica; (ii) reduzir o volume de energia consumido sem impactar nas receitas finais auferidas pelos operadores; (iii) fomentar uma maior elasticidade da demanda e uma efetiva concorrência no setor a nível retalhista e grossista; (iv) integrar eficientemente fontes de energia renovável e geração distribuída, propiciando um desenvolvimento sustentável da indústria; e (v) inserir lógicas e formatos de mercado para fomentar a concorrência entre os operadores.

O presente tópico foi estruturado de forma a analisar cada um destes pontos.

#### **3.1. Parâmetros de performance e resultados**

A fim de mitigar ou sanar os impactos que as tarifações baseadas em incentivos têm o efeito de gerar à qualidade dos serviços prestados e à manutenção e atualização tecnológica dos bens que compõem a rede elétrica em virtude dos potenciais cortes de custos realizados para majoração da margem de lucro do operador, segundo elucidamos em II.3.1.4, vêm sendo,

ao redor do mundo, introduzidos, nas respectivas bases tarifárias, parâmetros e indicadores de performance e resultados a serem adimplidos pelos operadores<sup>169</sup>.

Por este intermédio, conforme III.1 *supra*, o regulador fixa *standards* de qualidade e performance a serem adimplidos pelo operador, bem como elenca os resultados mínimos que espera da indústria, podendo ser majorada ou reduzida a remuneração final do agente regulado a depender de sua conformidade com os *standards* e do atingimento dos resultados propostos.

Uma vez fixados nesta ordem os parâmetros de performance e resultados, podem passar a integrar a base tarifária de diferentes formas.

Uma delas é simplesmente negativa, no sentido de que, inadimplindo o agente regulado tais parâmetros, serão realizadas reduções proporcionais na remuneração que lhe é permitida auferir, seja mediante descontos percentuais no valor total que lhe seria devido (*tariff rebate*), seja através do pagamento de uma sanção pecuniária, a ser proporcionalmente determinada pelo regulador.

Outra é promover um sistema dual, em que performances acima da média e entregas de resultados de forma mais eficiente sejam compensadas por majorações proporcionais da remuneração do operador, enquanto performances negativas e o não adimplemento de resultados sejam penalizados.

A inserção desses parâmetros na base tarifária pode se dar de duas formas, que denominamos corretiva ou finalística.

A inserção corretiva volta-se a incluir nas fórmulas tarifárias tradicionais descontos a título de performance e resultados. Seria o caso de, em um sistema *price-cap*, operar-se a formação da base tarifária conforme a lógica que é tradicionalmente aplicada a este modelo, promovendo-se, ao fim do período regulatório, descontos atinentes às más performances e aos resultados inadimplidos ou acréscimos na situação inversa. Neste modelo, o peso da variante de performance e resultado é relativamente inferior comparativamente às demais variáveis tarifárias.

A inserção finalística, por sua vez, atrela a remuneração dos operadores diretamente ao alcance das metas de performance e resultados, mitigando substancialmente a sua correlação com os custos incorridos pelo operador. A remuneração do agente regulador depende, então, neste caso, essencialmente do atingimento dos parâmetros de performance e resultados, como ocorre, veremos à frente, no modelo RIIO britânico.

---

<sup>169</sup> Para os indicadores tradicionalmente introduzidos, v. SOLVER (2005, pp. 46-50)

Sob esta sistemática, a tarifação é toda voltada para o atingimento das metas de performance e resultado, operando a análise e a aprovação de custos e remunerações finalisticamente, *i.e.* para a consecução daquele fim.

Entendemos que o desenvolvimento mais eficiente e condizente com as políticas públicas traçadas para o setor energético deve caminhar no sentido de que os parâmetros de performance e resultado não sejam apenas uma variável corretiva das fórmulas tarifárias já existentes, mas base última para a remuneração dos operadores, sobretudo em se tratando de *smart grids*.

Em primeiro lugar, a íntima conexão destas indústrias a interesses públicos primários impõe que os serviços daí advindos sejam prestados com padrões mínimos de qualidade, que não são, hodiernamente, respeitados em sua plenitude pela indústria, impendendo que haja um maior direcionamento finalístico da remuneração dos operadores neste sentido.

Em segundo lugar, o fato de as indústrias de infraestrutura constituírem bens de clube impõe que os ônus impostos aos consumidores, membros do clube, sejam proporcionais aos benefícios e à utilidade auferidas. A única forma de assegurar que os custos incorridos pela indústria sejam revertidos em prol dos usuários ao invés de ao simples intuito de majoração de lucro dos agentes privados é, no nosso entender, vincular tais custos às metas de performance e resultados arroladas, dividindo-se entre consumidores e operadores os riscos, os ganhos e perdas daí derivados.

Terceiro, como os parâmetros de performance e resultados são atingíveis a longo prazo, demandando uma modificação e evolução gradual e incremental da indústria, reduz-se consideravelmente a necessidade de serem revistos a cada pequena mudança no arcabouço fático ou legislativo. Significa que a incidência de renegociações e revisões tarifárias tende a ser muito menor, suprimindo grande parte das ineficiências a elas atreladas.

No caso das *smart grids*, cujos contornos não se encontram totalmente desenhados e cujas dinâmicas e evoluções serão complexas e constantes, dada a sua natureza altamente tecnológica, isto é essencial.

Ademais, as potencialidades das redes inteligentes não se calcam propriamente nos processos elétricos, que continuarão, via de regra, a ser os mesmos, mas na aptidão de gerar resultados mais eficientes energeticamente, sustentáveis, confiáveis e seguros. Logo, uma tarifação jungida à efetiva consecução destes objetivos é mais condizente com o escopo das *smart grids*.

Finalmente, a assimetria informacional entre reguladores e regulados, que torna o processo de análise e aprovação de custos bastante difícil e oneroso para o regulador, é substancialmente mitigada, porquanto o atrelamento dos custos à realização das metas de performance e resultado impõe aos regulados o ônus de demonstrarem o cabimento de tais custos à consecução dos fins, tornando mais palpável a análise regulatória, e tais custos encontram-se desvinculados de alocações específicas em projetos ou bens determinados, conferindo-se uma maior margem de liberdade aos agentes regulados sobre como cumprir os fins regulatórios, o que tem também o condão de ensejar um incremento da competição e da inovação no ambiente regulado.

As características ora explanadas consolidaram-se no formato tarifário desenvolvido pelo Reino Unido para o novo marco regulatório das redes inteligentes, sobre o qual passaremos a discorrer a fim de verificar como, pragmaticamente, as tendências de regulação e tarifação de performance e resultado podem ser implementadas.

### 3.1.1. O modelo RIIO

Após a liberalização do setor elétrico que teve lugar na década de 1990, o sistema tarifário britânico baseado em *price-cap* sofreu constantes evoluções até o advento da tarifação *RPI-X* (II.3.1.2), que foi estruturada a partir de um sistema “*building block*”, cuja análise de cada variável tarifária dá-se em blocos.

Assim, em síntese, OPEX e CAPEX passaram a ser estruturados separadamente, controlando-se o primeiro a partir de um sistema de *benchmarks* calcados nas melhores práticas da indústria para custos operacionais; o segundo, individualmente para cada companhia, permitindo-se uma taxa de retorno sobre os seus ativos calculada a partir do custo médio ponderado de capital (WACC); e novos investimentos com base nas projeções apresentadas para o período regulatório, podendo variar as análises de cada companhia de acordo com escolhas manifestadas diante de um *menu of sliding scales* (v.g. previsões de CAPEX conforme declaradas pelo operador ou conforme preparadas pelos consultores do OFGEM)<sup>170</sup>, aplicando-se a ambos os descontos de eficiência gerais e individuais do modelo *RPI-X*.

Ademais, em evoluções do modelo, o regulador britânico incluiu como variável corretiva da remuneração dos operadores indicadores de performance, cujo atingimento acima

---

<sup>170</sup> MÜLLER (2011, p. 5)

ou abaixo das metas fixadas implicava em recompensas e penalizações financeiras, apresentando-se, assim, o modelo, como agregador de diferentes tipos tarifários adaptados para atuarem conjuntamente.

O sistema tarifário incluía, ainda, desde 2005, incentivos para investimentos em pesquisa e desenvolvimento por parte dos operadores<sup>171</sup>, com a estruturação dos programas *Innovation Funding Incentive*, permitindo que até 0,5% das receitas anuais das companhias fosse alocado em inovação, e *Registered Power Zone*, viabilizando a pesquisa, o desenvolvimento e a implementação de projetos-piloto de novas tecnologias em áreas geográficas ou eléctricas (virtuais) definidas pelo regulador.

A tarifação *RPI-X* viabilizou importantes e significativas melhorias em eficiência e ganhos para os consumidores<sup>172</sup> e permitiu que o Reino Unido fosse um dos pioneiros na implementação das redes inteligentes e tomasse a dianteira na reformulação regulatória daí decorrente, reconhecendo que o novo setor eléctrico demandava uma parametrização de performances e resultados finalística, e não meramente corretiva.

O novo sistema RIIO (*Revenues = Incentives + Innovation + Outputs*) representa um íntimo alinhamento com as principais evoluções em matéria regulatória e tarifária capazes de fazer frente às principais transformações que a indústria eléctrica vem sofrendo e sofrerá por ocasião do desenvolvimento das *smart grids*.

Embora a sua eficácia não tenha sido ainda posta à prova – o modelo entrou em vigor em 2013 –, a tarifação britânica tem o potencial de influenciar positivamente a reformulação da arquitetura tarifária ao redor do mundo, denotando a pertinência de seu estudo, ainda que sucinto.

O arcabouço regulatório do sistema RIIO funda-se basicamente na mesma estrutura do sistema *building block* anterior, porém mais fortemente lastreada por incentivos regulatórios voltados à inovação e à produção de resultados consistentes com os objetivos traçados pelo regulador para a indústria.

A sua lógica reside em que as receitas a serem auferidas pelos operadores fiquem diretamente atreladas à sua performance, incentivando-os a cumprirem importante papel no atingimento das metas de sustentabilidade, qualidade dos serviços e inovação.

---

<sup>171</sup> A Itália destaca-se, igualmente, por ser o país europeu com o maior índice percentual de implementação de medidores inteligentes, o que pôde ser alcançado em virtude de bem-sucedidos esquemas regulatórios de incentivos ao desenvolvimento e pesquisa em inovações e novas soluções por parte dos operadores da indústria eléctrica, cf. MÜLLER (2011) e RICHTER JR (2012)

<sup>172</sup> MÜLLER (2011, p. 5)

Ao invés de um sistema voltado a parâmetros de custo-efetividade – que, vimos, têm grande potencial de reduzir a qualidade dos serviços prestados e implicar na obsolescência da rede –, a tarifação RIIO foca-se em horizontes de *value for money*<sup>173</sup> de longo prazo, com vista a “garantir que as operadoras da rede não realizem economias de custos em detrimento da entrega de resultados, mas que foquem na redução dos custos de longo prazo em entregar estes resultados, ao invés de necessariamente minimizar custos para o próximo período regulatório de controle de preços”<sup>174</sup>.

Com esta perspectiva, o sistema foi estruturado de modo a que os operadores submetam à análise e aprovação do regulador planos de negócios para o período regulatório estendido para oito anos, que servirão à demonstração de como os regulados pretendem cumprir as metas regulatórias e em que medida contribuirão para o desenvolvimento sustentável do setor e a sua evolução.

Os planos de negócio deverão conter, segundo o OFGEM (2010e, p. 48-49), estratégias e projeções de longo termo para (i) o atingimento de resultados primários; (ii) a consideração de resultados secundários; (iii) uma clara e bem fundamentada explanação de suas propostas; (iv) considerações abertas, com a formulação de alternativas, sobre as opções disponíveis; (v) um *link* entre os custos propostos e os resultados primários; (vi) considerações sobre os impactos de longo prazo de suas propostas; (vii) o incremento de *value for money*; e (viii) o engajamento com outros agentes interessados da indústria.

Os resultados primários, que constituem o coração<sup>175</sup> do modelo RIIO, serão fixados de forma clara e objetiva<sup>176</sup> pelo regulador à luz dos principais objetivos arrolados para o setor energético, em especial a sustentabilidade, a eficiência energética e o incremento na entrega de serviços de valor agregado de longo prazo, relativamente a consumidores atuais e futuros, e são alocados em seis principais categorias, a saber, satisfação dos consumidores, segurança,

---

<sup>173</sup> Optamos por manter a expressão de origem inglesa por entender ser impossível traduzi-la em expressão portuguesa sem perder parte substancial de seu conteúdo. A idéia de *value for money* passa por uma melhor relação qualidade/preço e um maior valor agregado dos bens e serviços, sem reduzir-se a uma vertente meramente econômica de fazer mais por menos. No contexto RIIO, trata-se de alocações monetárias que gerem resultados mais positivos e mais valorosos não só em termos de economicidade, mas de benefícios sociais e ambientais como um todo.

<sup>174</sup> OFGEM (2010e, p. 2)

<sup>175</sup> *Idem*, p. 31

<sup>176</sup> Os princípios para fixação dos resultados primários são materialidade, controlabilidade, mensurabilidade, comparabilidade, compatibilidade com a promoção da competição, compatibilidade com o arcabouço legal (OFGEM, 2010e, p. 35).

confiabilidade e disponibilidade, condições para conexão, impactos ambientais e obrigações sociais<sup>177</sup>.

Os resultados secundários serão fixados pelo regulado, devendo estar direcionados a três principais finalidades: gerenciamento de riscos da rede, de modo a prevenir que a realização dos resultados primários em períodos futuros não seja posta em risco por decisões feitas durante o período de controle de preços, projetos para entrega de resultados primários em períodos futuros e projetos de inovação técnica e comercial, que requerem a antecipação de custos, mas têm o potencial de apresentar resultados positivos de longo prazo<sup>178</sup>.

A importância destes resultados secundários é garantir a continuidade das políticas concretizadas pelos agentes regulados, permitindo que se individualizem e se diferenciem de seus (atuais ou potenciais) concorrentes em termos de estratégia comercial, bem como financiar projetos inovadores e alinhados com a evolução tecnológica da indústria.

Os planos de negócio deverão ser apresentados de forma estruturada, clara e bem fundamentada, repousando nos operadores o ônus de demonstrar que as suas propostas são hábeis, eficientes e idôneas a alcançar os resultados (primários e secundários) propostos e os objetivos maiores do sistema a longo prazo.

O nível de qualidade da fundamentação empreendida e das informações prestadas<sup>179</sup> pelo operador terá o condão de acelerar ou postergar as aprovações regulatórias e minimizar ou aprofundar o escrutínio e as ingerências do regulador<sup>180</sup>, podendo, inclusive, ser o caso de os operadores serem compelidos a realizarem testes de mercado para lastrear as propostas constantes nos seus planos de negócios, se houver dúvidas e preocupações quanto ao nível de custos ou o desenho dos meios para atingir a solução planejada<sup>181</sup>.

À evidência, em se tratando de planos de longo prazo, as projeções, propostas e soluções arroladas encontram-se sujeitas a riscos e incertezas. Daí ser cogente, no plano de negócios, apresentarem os operadores estratégias flexíveis, que permitam a adoção de alternativas e o preenchimento gradual de algumas variáveis que só com o tempo poderão ser melhor delimitadas.

---

<sup>177</sup> Para uma análise mais pormenorizada dos resultados propostos para cada categoria, v. OFGEM (2010e, tabela 3, p. 37).

<sup>178</sup> *Idem*, p. 40

<sup>179</sup> “O tipo e nível de informação requerida variará por tipo de despesa. Por exemplo, podemos esperar que sejam justificados mais especificamente e evidenciados projetos de alto valor, projetos em que há incerteza sobre que necessidades devem ser entregues (ou quando), atividades relativas ao atingimento das necessidades de consumidores futuros e/ou novos tipos de atividades. De outro lado, não esperamos que as companhias justifiquem cada *pound* gasta na manutenção separadamente. É a abordagem ou estratégia geral de manutenção que esperamos seja justificada, diretamente conectada com o risco da rede” (*idem*, p. 49).

<sup>180</sup> *Idem*, p. 63

<sup>181</sup> *Idem*, p. 69



O OFGEM, com efeito, tem o mérito de reconhecer que as decisões que as companhias tomem sobre como entregar os resultados esperados “envolvem um *mix* de diferentes horizontes de tempo”<sup>182</sup>.

Por isso, o arcabouço regulatório tal como formulado encoraja os operadores a manterem opções abertas quando apropriado, havendo duas principais ferramentas para acomodação dos riscos e incertezas que permeiam as decisões de tal natureza.

A primeira delas, a ser considerada nos planos de negócios e operacionalizada pelo regulador, é a denominada taxa de incentivo à eficiência, através da qual as receitas permitidas a serem auferidas serão ajustadas, para cima ou para baixo, de acordo com as despesas efetivamente incorridas durante o período regulatório, mediante uma análise *ex-post*<sup>183</sup>.

A segunda, os denominados *mecanismos de incertezas*, permitem mudanças nas receitas permitidas, para cima ou para baixo, no ínterim dos períodos regulatórios, de modo a que não necessitem os operadores ou o regulador aguardar até o período regulatório seguinte para endereçar mudanças substanciais na base tarifária.

É visionada, assim, uma única análise no meio do período regulatório (no quarto ano) para revisão de requerimentos de resultados que se mostre necessária para gerenciar mudanças incrementais que advenham<sup>184</sup>, podendo ser desencadeada, p. ex., por “mudanças em preços, volumes, resultados primários ou secundários”<sup>185</sup>, “não se esperando revisões em despesas passadas, premissas financeiras (*e.g.* componentes da receita permitida) ou arranjos de incentivo para custo-efetividade ou incentivos de resultados existentes”<sup>186</sup>.

Tal revisão, porém, será em bases excepcionais, assentando o OFGEM que os operadores devem suportar e gerenciar as incertezas que enfrentem<sup>187</sup>.

No que concerne aos custos, deverá ser demonstrado no plano de negócios, primeiramente, uma conexão direta entre as despesas e receitas e a entrega dos resultados

---

<sup>182</sup> *Idem*, p. 25

<sup>183</sup> Cf. explica o OFGEM (*idem*, p. 84), “se a taxa de incentivo à eficiência é fixada em 40 por cento, os investidores da companhia irão ganhar lucros de £40 por cada £100 que a companhia economizar durante o período de controle de preço e suportar £40 por cada £100 adicionais que gastarem. O restante será repassado aos consumidores através de maiores ou menores cobranças de rede. As taxas de incentivo à eficiência constituem divisão de riscos. Investidores e consumidores irão dividir os benefícios quando a companhia atingir resultados com menos custos que o visionado pelo Ofgem quando da realização do controle de preços. Simetricamente, investidores e consumidores dividirão custos adicionais se a companhia gastar mais dinheiro que o visionado”.

<sup>184</sup> *Idem*, p. 28

<sup>185</sup> *Idem*, p. 90. Para uma análise mais aprofundada dos mecanismos de correção de incertezas, v. tabela 5, p. 91-93, e tabela 6, p. 97-98.

<sup>186</sup> *Idem*, p. 28

<sup>187</sup> *Idem*, p. 96

esperados. As receitas permitidas, portanto, serão somente aquelas que eficientemente realizem os resultados primários (e secundários) arrolados.

Sendo assim, as companhias que entregarem os resultados esperados receberão ganhos acima da média, enquanto aquelas que malograrem nesta tarefa serão penalizadas<sup>188</sup>. Os ajustes de receitas poderão ser limitados pelo regulador *ex-ante* a um teto (v.g. incremento nos lucros de no máximo 40%, repassando o restante dos ganhos diretamente para os consumidores) ou a um piso (v.g. reduções de receitas máximas de 40%, a depender do risco de malogro financeiro das companhias), igual para todos os parâmetros de resultados ou específicos para cada resultado, a depender da importância que tenham na consecução das metas gerais do setor<sup>189</sup>.

E o controle das despesas que serão permitidas integrar a base tarifária dar-se-á mediante o esquema *building block*, conforme já vimos, mas com três substanciais diferenças.

Uma, a incorporação de incentivos para encorajar as companhias a realizarem resultados e *value for money* a longo prazo, mediante ajustes na base de receitas para refletir a performance da companhia e eventuais incertezas cujo gerenciamento se encontre impassível de ser realizado pelo operador.

Duas, os custos serão aprovados em sua dimensão integral, não especificadamente por OPEX e CAPEX, permitindo uma maior flexibilidade e poder de decisão dos agentes na implementação dos planos de negócios.

Três, não haverá mais um fator-X na fórmula tarifária, mas os incentivos à eficiência serão retidos com base nas receitas (v.g. a taxa de incentivo à eficiência) e outros elementos relacionados à entrega de resultados (v.g. possibilidade de ganhos percentuais adicionais com uma entrega mais eficiente que o parâmetro de resultados).

Nos planos de negócio deverão, ainda, ser realizadas considerações sobre os impactos de longo prazo de suas propostas, o que significa a obrigação de continuidade dos projetos e a realização de investimentos de retorno de longo ou longuíssimo prazo, e sobre o incremento de *value for money*, no sentido de alocar mais consciente e eficientemente recursos para tirar deles o maior proveito não só em termos econômicos como sustentáveis e sociais.

---

<sup>188</sup> Cf. o OFGEM, “se a operadora falhar em entregar os seus resultados primários, será penalizada de acordo com os arranjos de incentivo existentes. No entanto, na hipótese de a operadora persistentemente falhar em entregar um ou mais de um resultado primário, duas ferramentas podem ser utilizadas: nós podemos tomar ações de cumprimento cogente [*enforcement*] (...) ou no descumprimento da ordem para que atenda aos resultados regulatórios (e/ou se falhar em pagar uma penalidade), podemos utilizar os nossos poderes existente para revogar a licença da companhia” (*idem*, p. 81-82)

<sup>189</sup> *Idem*, p. 76

Finalmente, e esta é uma importante novidade do modelo RIIO por reconhecer a dinamização do mercado e as novas dimensões em termos de interrelacionamentos que as *smart grids* propiciarão, os operadores deverão considerar, quando planearem a sua estratégia de negócios, as suas interações com os demais agentes que atuam no mercado elétrico, no sentido de considerarem sejam as diferentes visões e interesses que possuem, sejam perspectivas de atuação conjunta com outros atores, inclusive empresas de telecomunicações, para adoção de soluções compartilhadas, cooperativas e compreensivas para o atingimento das metas da indústria elétrica.

Em síntese, portanto, o modelo RIIO tem a capacidade de fornecer incentivos à transformação e evolução da indústria em conformidade com os objetivos principais das políticas públicas desenvolvidas para o setor elétrico, potenciando um crescimento sustentável e inovador da indústria de longo prazo.

### **3.2. Tarifas customizadas**

Conforme vimos, os modelos tarifários em vigor aplicam fixa e uniformemente uma mesma tarifa para todos os consumidores<sup>190</sup> e não refletem os reais ônus impostos por cada usuário ao sistema, pois se calcam na média geral de custos incorridos pelo sistema (independentemente da forma de alocação ou análise posterior destes custos na formação da base tarifária).

Isto resulta em que (i) o efetivo ônus imposto ao sistema por cada consumidor não seja refletido em termos tarifários, contribuindo uns consumidores além dos custos que geram ao sistema e, outros, menos que o devido; (ii) as variações dos custos em períodos de pico e não pico deixem de ser repassadas aos consumidores, gerando sobreconsumo em momentos de pico e subconsumo em momentos de não pico, o que impõe que o sistema tenha capacidade para atender à máxima demanda, ficando ocioso nas demais ocasiões; (iii) quanto maior o consumo, maior a remuneração das operadoras – sobretudo geradoras, pondo em xeque o seu incentivo para desenvolver e incrementar tecnologias e programas voltados à eficiência energética; e (iv) o efetivo ônus imposto ao sistema por cada fonte geradora, mais ou menos afastada dos principais centros de consumo, em uma rede mais ou menos

---

<sup>190</sup> À exceção dos grandes consumidores e consumidores industriais de médio porte em alguns países (v.g. Espanha), que possuem há muito a capacidade de negociarem planos individualizados para o fornecimento da energia em grande escala de que necessitam.

saturada/congestionada, não seja traduzido nos preços de interconexão, o que poderá se revelar um fator complicador com o incremento da geração distribuída.

As *smart grids* permitem que este cenário ineficiente e iníquo transforme-se, passando a ser considerados os efetivos custos impostos por cada consumidor e gerador ao sistema, em cada localidade e período de tempo. Representam, assim, uma tendência – e, mesmo, a imperatividade – de os modelos tarifários se tornarem cada vez mais customizados, refletindo os padrões de consumo e necessidades energéticas de cada consumidor (ou *prosumer*) e os ônus que cada ligação à rede efetivamente impõe ao sistema.

### **3.2.1 Tarifas variáveis de acordo com a relação oferta/demanda**

Visando a uma resposta da demanda (*demand response*) mais acurada relativamente aos efetivos ônus que o consumo impõe ao sistema, sobretudo em períodos de pico e não pico, foram desenvolvidos modelos tarifários capazes de incentivar os usuários a reduzirem o consumo e adequarem os seus padrões de demanda aos sinais de preço enviados pelo sistema.

O primeiro deles é o do tempo de uso (*time-of-use*, TOU), em que variam as tarifas cobradas dos consumidores finais a partir de faixas de períodos pré-fixados. Diferentes tarifas podem ser aplicadas, então, para diferentes frações da semana (v.g. finais/dias de semana) ou do dia, que podem variar entre períodos de dia/noite, pico/não pico ou frações mais granularizadas.

*Exemplos de tarifas por tempo de uso* são aquelas que, em períodos da noite (v.g. das 22 às 6 horas), custam  $x$  KW/h e, em períodos do dia, em que o consumo é normalmente maior (v.g., das 6 às 22 horas), custam  $2x$  Kw/h, sendo possível que tais períodos sejam mais divididos, como a instituição de uma terceira tarifa ( $3x$  Kwh) para os horários de pico de consumo nas residências (v.g. das 6 às 10 horas e das 18 às 22 horas) e assim por diante.

Tal modelo tarifário, que já é, inclusive, aplicado em alguns países e independente de tecnologias inteligentes para as suas formas mais simples e menos fracionadas, induz, através da cobrança de preços mais altos nos períodos pré-definidos, uma redução do consumo nos períodos em que os ônus impostos ao sistema normalmente são maiores e um aumento do consumo nos períodos em que a energia é mais barata, *i.e.* que os ônus impostos ao sistema são menores.

Não obstante, embora possam prestar alguma contribuição para os programas de eficiência energética, as tarifas TOU não diferem substancialmente das formas tarifárias ora

em vigor e não são bastantes a emitir reais sinais de preço aos consumidores e fazer com que o preço pago pela energia elétrica reflita os efetivos ônus causados ao sistema em cada momento do dia, porquanto tais tarifas são pré-fixadas e pautadas em médias de custos incorridos durante as diferentes horas do dia ou períodos de pico de consumo.

Ademais, malgrado sejam eficazes para reduzir o consumo nos horários de energia mais cara, não têm o potencial de incentivar uma redução efetiva do volume total consumido, podendo ser o caso de os consumidores simplesmente adaptarem os seus padrões de consumo mediante a simples transferência dos mesmos volumes de energia gasta para os períodos que sejam mais baratos.

Outro modelo tarifário que adota lógica análoga, podendo, inclusive, vir conjugado com tarifas TOU, é o da variável dos períodos de pico ou períodos críticos (PTP – *peak time pricing* – ou CTP – *critical time pricing*), que pode referir-se aos períodos críticos do dia, da semana, do mês ou da estação do ano em que a demanda por energia elétrica atinge níveis altíssimos.

Segundo FARUQUI *et al.* (2009, p. 3), as tarifas CPP e TOU podem ser aplicadas em camadas, aplicando-se ao topo da TOU uma tarifa CPP no sentido de que, p. ex., “os consumidores paguem uma tarifa crítica durante as horas de pico durante os poucos dias do verão em que os preços grossitas estão em seu auge”.

Em sua formatação mais sofisticada, as tarifas CPP são balizadas por médias de consumo calculadas com base em períodos anteriores (v.g. nos últimos 5 anos, as horas ou dias do ano com maior consumo), mas são identificadas na prática com um dia de antecedência<sup>191-192</sup>, a partir do balanceamento geral realizado pelo operador do sistema entre demanda e oferta, devendo ser informado com antecedência de vinte e quatro horas aos consumidores o dia/horas em que as tarifas de “super pico” serão aplicadas<sup>193</sup>.

Tal como as TOU e pelos motivos já explanados, as CPP têm um potencial reduzido de resolver os problemas estruturais de tarifação no que tange à relação oferta/demanda; não obstante, comparativamente às TOU, as CPP, por calcarem-se no balanceamento realizado no dia anterior pelo operador do sistema, têm a vantagem de melhor refletirem os preços do mercado grossita e, assim, repassarem os reais custos incorridos por geradores e transportadores em momentos do ano em que a demanda atinge os seus níveis mais altos.

---

<sup>191</sup> FARUQUI; PALMER (2011)

<sup>192</sup> Balizando-se a partir da experiência no Estado da Califórnia, USA, FARUQUI *et al.* (2009, p. 4) lecionam que “a tarifa *critical-peak* é despachada durante os 15 dias críticos do verão, quando os preços do mercado são antecipados como estando em seu auge”

<sup>193</sup> OECD (2011, p. 14)

A verdadeira evolução tarifária do sistema elétrico, porém, reside nas tarifas de tempo real (*real-time pricing* – RTP), que se mostram possíveis a partir do desenvolvimento de tecnologias *smart grid* que permitem monitorar continuamente toda a extensão do sistema para verificar os efetivos níveis e preços de oferta, volumes transportados e volumes demandados e consumidos em *tempo real*, potenciando que o balanceamento entre demanda e oferta seja realizado com periodicidade de minutos e, por conseguinte, que os preços cobrados dos consumidores reflitam as efetivas condições e custos do sistema.

O modelo RTP é, portanto, uma forma de *tarifação dinâmica*, segundo a qual o valor da tarifa varia de acordo com os preços subjacentes do mercado *spot* de energia no momento do consumo, com periodicidades previamente fixadas pelo regulador (v.g. de 1 em 1, 5 em 5 minutos).

A tarifação dinâmica permite, então, tratar a geração simetricamente à demanda, refletindo no valor a ser pago pelos usuários os preços-padrão que são efetivamente pagos aos geradores com base nas negociações de compra e venda de energia que têm lugar no mercado elétrico<sup>194</sup>.

Sendo assim, as tarifas a serem pagas pelos consumidores não se encontram pré-fixadas ou atreladas a determinados períodos pré-determinados cuja média de consumo é maior ou menor, mas flutuam de acordo com os efetivos custos incorridos pelo mercado a montante (geração, sobretudo, e transmissão e distribuição) em cada momento para oferta de energia elétrica no mercado a jusante.

Este modelo, com base nos sinais de preço em tempo real emitidos pelo sistema e nos sinais da demanda emitidos pelos consumidores, cujos dados e informações são congregados nos *smart meters* e *IHDs* e transmitidos pelo fluxo bi-direcional das redes inteligentes, permite uma efetiva resposta por parte da demanda à disponibilidade da oferta, o que tem o condão de (i) reduzir substancialmente a demanda<sup>195</sup> e adaptá-la às necessidades do sistema, tornando-se as ações dos consumidores uma importante parte do gerenciamento global do sistema; (ii) reduzir os custos associados à construção de infraestruturas, como novas plantas geradoras, novas linhas de transmissão, etc., e reforço das infraestruturas já existentes para

---

<sup>194</sup> Cf. Prof. Frank Wolak (OECD, 2011, p. 214)

<sup>195</sup> OECD (2011, p. 47): “Faruqi e Sergici (2009) examinaram 15 recentes experimentos de tarifação dinâmica de energia, concluindo que os agregados familiares respondem a preços mais altos diminuindo o uso. A magnitude da resposta depende de fatores como se existe um ar-condicionado central em uma residência ou se os termostatos podem ser controlados remotamente. Tarifas por tempo de uso induzem uma queda no consumo em períodos de pico em 3-6%, tarifas de preços críticos de pico induzem uma queda de consumo em horários de pico em 13-20% e a presença de tecnologias inteligentes, como termostatos inteligentes, é associada a um declínio da demanda crítica de pico de 27-44%”

fazer frente aos picos da demanda; (iii) tornar mais elástica a demanda e reduzir os preços do mercado grossista e retalhista, que deverão passar a ser efetivamente competitivos a partir da incidência de uma concreta lógica de mercado no sistema elétrico; e (iv) alterar a postura passiva dos consumidores para uma postura ativa, inclusive para incentivar o armazenamento de energia a partir de baterias como as dos carros elétricos e a auto e microprodução de energia para fazer frente aos momentos de pico da demanda em que, naturalmente, os preços se encontram mais altos.

A despeito disso, a RTP, ao mesmo tempo em que viabiliza aos consumidores recompensarem-se substancialmente pela mudança em seus padrões de consumo e por suas contribuições à eficiência e estabilidade geral do sistema, transfere substanciais riscos de variações nos preços da energia para os usuários<sup>196</sup>, dependendo o seu sucesso da possibilidade de autonomização das *smart appliances* para responderem automaticamente aos sinais de preço (entrando em ou suspendendo a operação quando o valor da tarifa atingir um determinado patamar pré-programado) e, especialmente, de um processo compreensivo e efetivo de educação e informação dos consumidores a fim de que possam balizar adequadamente as suas escolhas de consumo.

Neste particular, nota-se que os resultados positivos ou negativos dos inúmeros projetos-piloto adotados nos Estados Unidos e na Europa que aplicaram formas de tarifação dinâmica correspondem diretamente aos maiores ou menores esforços implementados pelos operadores para conferir aos consumidores bases apropriadas para realização de escolhas informadas<sup>197</sup>.

Aliás, um das evidências mais proveitosas retiradas de projetos-piloto reside em que as experiências mais bem desempenhadas pautavam-se em um sistema de “menu tarifário”, viabilizando escolhas quanto a diferentes tipos de tarifas a serem experimentadas pelos consumidores, o que vai ao encontro da tendência proporcionada pelas *smart grids* que os consumidores tenham uma postura cada vez mais ativa e escolham os formatos tarifários que melhor se adéquem aos seus respectivos padrões de consumo.

O advento dos *smart meters* permite também aos consumidores optarem por sistemas pré-pagos de energia elétrica, os quais, embora venham causando inúmeros questionamentos

---

<sup>196</sup> Daí ter concluído a OFGEM (2011b, 6.11) que, no momento, as formas tarifárias dinâmicas, por transferirem consideráveis riscos aos consumidores, são menos prováveis de serem adotadas nos mercados domésticos britânicos.

<sup>197</sup> Para a exemplificação em sede de projetos-piloto, v. Anexo II. Para um estudo dos principais projetos-piloto nos Estados Unidos e seus respectivos resultados, U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (2011). Para a problematização dos impactos que modelos tarifários dinâmicos podem gerar aos consumidores, FERREY (2012), e sobre a desmistificação dos anunciados problemas, FARUQUI e PALMER (2011)

sobre os direitos de imediata suspensão da energia da parte do operador<sup>198</sup>, têm tido larga entrada no mercado e resposta surpreendentemente positiva da parte dos consumidores<sup>199</sup>.

Desse modo, o ambiente regulatório-tarifário, com as *smart grids*, encaminha-se para uma diversificação das formas de cobrança a partir dos diferentes tipos e padrões de consumidores, sendo certo que as maiores potencialidades das redes inteligentes somente serão exploradas a partir de um sistema tarifário dinâmico, o que demanda o desenvolvimento de programas de incentivo e gradual informação dos consumidores, por parte dos reguladores e da indústria, visando a que sejam progressivamente implementados programas mais ambiciosos de resposta da demanda mediante RTP, inclusive conjugados com a incorporação de fontes de geração distribuída.

### 3.2.2. Tarifas locacionais

Uma segunda frente em que as redes inteligentes modificarão em definitivo os esquemas tarifários hoje em vigor será no âmbito dos *preços de acesso às redes de distribuição por fontes de geração distribuída*.

Atualmente, há duas principais categorias de preços regulados cobrados no âmbito da distribuição, que formam a remuneração do operador da última milha: preços de conexão e preços de uso do sistema (*use-of-system*, UoS)<sup>200</sup>, sendo certo que, conforme expõem COSENT *et al.* (2009a, p. 1147), “um correto desenho de preços UoS e de conexão é uma questão-chave para garantir o equânime e não-discriminatório acesso às redes. Logo, é um dos principais requerimentos para um aumento da proporção de DG [geração distribuída] a nível europeu”.

Os preços de conexão, pagos uma única vez ao transportador, refletem custos incorridos pelo operador da rede para realizar a conexão, podendo ser de três principais tipos<sup>201</sup>: (i) profundos (*deep*), (ii) rasos (*shallow*) ou (iii) mistos (*shallowish*).

Os preços de conexão profundos tomam por base todos os custos incididos pelo operador para integração de uma nova fonte geradora à rede, englobando, de um lado, os custos para extensão da linha do ponto mais próximo de conexão à rede até a fonte geradora e

---

<sup>198</sup> A OFGEM (2010a) já permite que *smart meters* operem sob pré-pagamento, salientando que a possibilidade de utilizá-los dependerá das características dos consumidores e que deverão os operadores obedecerem às regras e códigos de conduta quanto ao tempo e modo de interrupção do fornecimento.

<sup>199</sup> A inovação foi testada no projeto SRP Smart Grid Project, no Arizona (v. Anexo III), com uma aprovação de 88% do total de consumidores (ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2011, p. 50-51).

<sup>200</sup> SCHEEPERS *et al.* (2005, p. 30).

<sup>201</sup> DONKELAAR; SCHEEPERS (2004) e COSENT *et al.* (2009b)



os equipamentos necessários para conectar a linha ao restante da rede, e, de outro lado, todos os custos atinentes a ajustes, reforços e atualizações da rede que se tornam necessários para alocar a nova fonte geradora no sistema<sup>202</sup>. Tais preços abarcam os custos incorridos tanto a nível da transmissão (sobretudo os custos de reforço das linhas para aumentar a sua capacidade), como a nível da distribuição, ficando o gerador encarregado de recompensar o operador por todas as despesas incorridas.

Os preços rasos, por sua vez, refletem somente os custos para extensão da linha e respectivos equipamentos de conexão, deixando os demais custos (de ajustes, reforços e atualizações da rede) de integrar o preço a ser pago pelo gerador e passando a ser recuperados pelo operador a partir das tarifas de uso da rede, *i.e.* são socializados mediante pagamento por todos os usuários<sup>203</sup>.

Os tipos mistos incluem os custos diretos de conexão e os custos incorridos para reforços da linha na seara da distribuição, “mas apenas na proporção do uso desta”<sup>204</sup>, *i.e.* eventuais ajustes, reforços ou atualizações que superem a capacidade acrescida demandada pela nova fonte geradora serão socializados, ao invés de pagos diretamente pelo gerador.

Cada um destes sistemas possui prós e contras, sendo adotados um ou outro modelo pelas diversas jurisdições<sup>205</sup> de acordo com as peculiaridades de seus mercados internos. À luz da incorporação de novas fontes de geração distribuída ao sistema viabilizada pelas *smart grids*, porém, os preços de conexão rasos são os que se apresentam mais eficientes e adequados, devendo vir acompanhados de sinais de preço locais que reflitam os efetivos impactos gerados ao sistema pela multiplicação de fontes diretamente ligadas à distribuição.

O problema dos preços profundos é de que, como é intuitivo, são mais altos e usualmente mais incertos que os dois outros modelos, porquanto os custos atinentes a ajustes, reforços e atualizações da rede são altamente específicos no que tange ao local de instalação, à capacidade e ao modo de operação de cada fonte geradora, não podendo, ser, assim, estandardizados, operando numa base de caso-a-caso.

Se, por um lado, a individualização destes custos é altamente benéfica, refletindo os reais ônus impostos pela geradora ao sistema, por outro lado as metodologias empregadas para calculá-los são normalmente pouco transparentes, gerando incertezas aos novos

---

<sup>202</sup> DONKELAAR; SCHEEPERS (2004, p. 74)

<sup>203</sup> *Idem*, p. 73.

<sup>204</sup> COSENT *et al.* (2009b, p. 449).

<sup>205</sup> Cf. COSENT *et al.* (2009a), “a maioria dos EU-15 Estados-membros implementou preços de conexão rasos. No UK, um sistema híbrido (misto) foi implementado”. Para um panorama sobre as condições de acesso nestes diferentes Estados, p. 1148.

geradores e, em se tratando de micro, pequenos e médios geradores que constituem a base da geração distribuída, potenciando um exercício abusivo do poder de mercado da parte dos operadores face a alta assimetria técnica e informacional que hoje caracteriza esta relação. Igualmente, os cálculos proporcionais inerentes aos preços mistos podem gerar a mesma ordem de problemas, embora possam ser mais facilmente realizados.

Porque os custos rasos podem ser facilmente estandardizados com base em parâmetros objetivos (v.g. o preço por metro de linha utilizada para conexão)<sup>206</sup>, o sopesamento dos custos e benefícios para instalação de fontes de geração distribuída torna-se mais simples e menos sujeito a incertezas, facilitando a entrada no mercado de consumidores que desejem ser também produtores de energia elétrica.

E, uma vez que os benefícios da geração distribuída (sustentabilidade ambiental, segurança no abastecimento e eficiência energética) serão refletidos em e auferidos por toda a sociedade, denota-se a retidão em socializarem-se os custos incorridos com ajustes, reforços e atualizações da rede de distribuição e, se for o caso, de transmissão, através dos preços UoS.

Os preços UoS correspondem ao volume de energia por kW/h ou simplesmente por kW transportado na rede, podendo ser cobrados tanto dos consumidores – como é regra –, quanto dos geradores. Tais preços refletem usualmente os custos incorridos para prover os serviços de operação da rede (transporte e gestão da rede) e os patamares de ganhos (geralmente fixados por regimes *price cap* ou *revenue cap*) permitidos ao distribuidor. Ademais, quando os preços de conexão não são profundos, é através da UoS que dá a socialização dos custos de ajustes, reforços e atualizações da rede correspondentes à entrada no sistema de uma nova fonte geradora.

Porém, como estes repasses à tarifa paga pelos consumidores e os custos incorridos na operação, manutenção, reforço e atualização da rede dependem de prévia aprovação regulatória, os distribuidores não possuem, pela modelagem de preços atual, incentivos para integrar um número cada vez maior de geração distribuída à rede.

Torna-se necessário, então, para o regular desenvolvimento das potencialidades das *smart grids*, nomeadamente em matéria de geração distribuída, não só atrelar a recuperação dos custos de capital e operação incididos pelo distribuidor a indicadores de performance e resultado, na esteira do que vimos acima, como retratar nas tarifas pagas pelos consumidores finais os efetivos custos, sopesados com os respectivos benefícios, que os diferentes tipos de conexão, da parte da demanda e da oferta, impõem ao sistema.

---

<sup>206</sup> DONKELAAR; SCHEEPERS (2004, p. 73)

Para tanto, a implementação de tarifas locais, a serem cobradas preferencialmente dos geradores distribuídos a partir das UoS, pode ser uma eficiente solução.

A lógica que lastreia o modelo de tarifas locais é a de “cada tipo diferente de geração distribuída tem as suas próprias características comerciais e técnicas”<sup>207</sup> (v.g. fontes intermitentes de energia demandam um maior reforço das linhas e maiores esforços de gerenciamento do que fontes não-intermitentes), além de que o número total de geradores e a sua localização (v.g. uma massiva entrada de geradores, bem como conexões em áreas urbanas ou rurais podem implicar em maiores ônus de gestão e em maiores alocações em resiliência do sistema) ensejam diferentes custos para majoração da capacidade e resiliência da rede e gestão por parte do distribuidor.

Sendo assim, as diferentes características das fontes interligadas à rede de distribuição devem ser compensadas, valendo ressaltar que, malgrado os preços de conexão profundos tomem em consideração algumas das particularidades de custos que cada fonte geradora impõe à rede, para além dos ônus de tal modelo já arrolados acima, acrescentamos que tal modelo tarifário não se afigura adequado para endereçar os problemas advindos da geração distribuída por tratá-los sob uma ótica individualizada, *i.e.* por considerar apenas o impacto que aquele único novo fornecedor trará à rede, ao invés de visionar os impactos que a conexão agregada de diversos geradores trará para o sistema como um todo.

As tarifas locais, então, permitem aplicar uma visão holística do sistema, impondo ao distribuidor que proceda a planejamentos e gestões à luz do sistema, não apenas da conexão de cada gerador distribuído à rede.

Este modelo tarifário, basicamente, “reflete as diferenças de localização de tornar uma infraestrutura disponível para demanda e geração. Uma abordagem por zona de diferenciação em preços de energia ou de conexão iria, por exemplo, ter menores preços para geração e demanda em regiões remotas, o que iria atrair uma demanda futura. Em contraste, os preços em regiões densamente povoadas com demanda concentrada seriam mais altos para atrair geração adicional. Sinais mais específicos podem ser atingidos mediante refinação destas zonas para ramos ou até nós. O desafio é avaliar as condições atuais do sistema em uma localização específica”<sup>208</sup>.

Na medida em que determinadas zonas já se encontram saturadas, os custos impostos ao distribuidor para gestão e reforço de capacidade da rede serão, evidentemente, maiores, o que, através de uma tarifa local, poderá ser refletido no preço a ser pago pelos geradores

---

<sup>207</sup> COSENT *et al.* (2009b, p. 447)

<sup>208</sup> BRANDSTÄTT *et al.* (2012, p. 320)

distribuídos, fornecendo-lhes sinais econômicos acerca das reais condições do sistema. Não obstante, o preço da energia fornecida pelo gerador ao sistema poderia, igualmente, ser mais elevado, devido à alta demanda, permitindo-lhe recuperar os maiores custos incorridos na utilização da rede.

Do mesmo modo, em zonas menos congestionadas e mais livres para conexão de geração distribuída, os preços reduziriam, atraindo investimentos e subsequentemente demanda, contribuindo para um desenvolvimento mais sustentável e harmônico da rede elétrica.

As tarifas locacionais, à vista disso, além de fornecerem sinais de preços economicamente eficientes aos geradores distribuídos, prestam-se também à concretização de políticas públicas e direcionamento do investimento voltado aos interesses do sistema.

De fato, a formatação de tais preços sob este modelo pode servir ao distinto propósito de planeamento do setor elétrico, sendo dado ao regulador utilizar-se dos diferentes preços aplicados aos diferentes locais para incentivar ou desincentivar a instalação de fontes geradoras em determinadas zonas com relação, p. ex., aos níveis de congestionamento e de crescimento ou saturação da demanda, coordenando as condutas dos agentes econômicos e permitindo o desenvolvimento técnico e comercialmente eficiente das redes elétricas.

Uma forma mais sofisticada deste modelo pode – e é recomendado que evolua neste sentido – abarcar, além de diferenciações em termos de localização, variações concernentes aos níveis de voltagem (v.g. incentivos para conexão em níveis de baixa e média tensão), tempo do uso (v.g. em momentos de alta de demanda, em que o preço da energia é mais caro, os geradores serão mais recompensados no valor da energia ofertada, mas imporão maiores custos ao sistema, a serem refletidos nos respectivos preços), qualidade dos serviços (v.g. quanto mais constante e estável a injeção de energia no sistema e menores falhas entre os volumes de energia injetados e contratados/permitidos) e assim por diante<sup>209</sup>.

Apesar de não se ter conhecimento da aplicação de tarifas locacionais nos moldes acima descritos em quaisquer jurisdições no âmbito da distribuição<sup>210</sup> e, conseqüentemente, não se poder mensurar a eficácia e os reais impactos que tal modelo têm o condão de gerar, podemos concluir que, idealmente, é uma formatação tarifária capaz de incentivar e organizar positivamente o desenrolar da geração distribuída, dando azo a uma implementação estruturada e responsável das redes inteligentes.

---

<sup>209</sup> COSENT *et al.* (2009a, p. 1152)

<sup>210</sup> BRANDSTÄTT *et al.* (2012, p. 326)

Em sistemas de preços regulados, portanto, tal modelo é uma forma eficiente de inserir lógicas de mercado em um sistema que estará cada vez mais aberto à competição, consubstanciando um degrau capaz de potencializar que, no futuro, tal mercado possa se dar em um ambiente de contratação mais livre, em que distribuidores, consumidores e geradores distribuídos possam negociar e customizar as tarifas aplicadas de acordo com as suas necessidades e padrões específicos.

### **3.3. Livre negociação dos preços de acesso à rede**

As redes inteligentes propiciarão a dinamização do mercado e o incremento da concorrência, majorando consideravelmente o número de atores que passarão a interagir no mercado elétrico, criando e diversificando serviços e, conseqüentemente, ampliando as demandas de acesso à rede elétrica, seja na transmissão, seja principalmente na distribuição.

Com este novo cenário, as bases sobre as quais se estrutura o acesso à rede deverão ser revistas para absorver o crescimento da demanda de interconexão, a complexificação do mercado e, destacadamente, as novas variáveis a serem acrescentadas à formação dos preços, que não mais poderão depender apenas dos custos decorrentes de interconexão, mas igualmente dos serviços acrescentados que são possíveis, e mesmo mandatórios, aos operadores das redes prestar por intermédio de um sistema inteligente<sup>211</sup>.

Isto, somado ao direcionamento do mercado elétrico a uma competição a nível internacional<sup>212</sup>, impõe que a precificação e as condições de acesso às redes de energia elétrica sejam repensadas para fomentar e evoluir concomitantemente com o crescimento e a dinamização do ambiente regulado.

Para além dos mecanismos para mimetizar e inserir lógicas mercadológicas nas tarifas reguladas, vistos *supra*, uma opção pode ser conferir aos agentes liberdade para negociarem e fixarem os preços e condições de acesso bilateral ou multilateralmente, desregulamentando-os.

Nesse caso, incumbiria às partes, não ao regulador, chegar ao preço final de interconexão, viabilizando que diferentes preços sejam ofertados relativamente às diferentes demandas que existem no mercado.

---

<sup>211</sup> Para um exemplo de análise das variáveis que hoje e, em futuro próximo, orbitarão os preços de acesso às linhas de transporte, v. nº 6 do Anexo V do Regulamento EU nº 347/2013.

<sup>212</sup> v. SOLÉ MARTÍN (2008, p. 273-290)

Sob um esquema tal, ao operador da rede pode incumbir, a depender do volume da demanda, simplesmente iniciar diretamente com os respectivos interessados negociações para barganha de preços e condições do contrato, preenchendo a capacidade existente com as interconexões que melhor proveito ofertarão a si e ao sistema<sup>213</sup>, ou publicizar mediante oferta pública as condições da rede, capacidade excedente e requisitos técnicos (previamente estipulados pelo regulador) para realização da ligação e leiloar<sup>214</sup> a sua capacidade para aqueles que ofertarem os melhores lances.

Uma aplicação ainda mais liberal do modelo consiste nas denominadas *merchant lines*, as quais, segundo elucidam PÉREZ ARRIAGA *et al.* (2008, p. 162), repousam em “tentativas de permitir que a atividade de transporte de desenvolva, em determinados casos, como um negócio normal em concorrência. As chamadas merchant lines são construídas pela iniciativa privada e vendem sua capacidade no mercado *spot* ou mediante contratos de mais largo prazo à melhor oferta. Uma dificuldade em geral com esse método é que somente são viáveis economicamente aquelas linhas que não eliminem ou reduzam significativamente o congestionamento previamente existe pois, uma vez este desapareça, as rendas de congestão – e, portanto, a oportunidade de negócio – também desaparecerão. Estas linhas têm sido associadas a projetos de geração, de forma que permitam que a energia barata de determinados geradores aceda a mercados com preços mais altos ou a interconexões de sistemas isolados entre si, como é, por exemplo, o caso da Austrália”<sup>215</sup>.

Assim, tal como a precificação dinâmica ao consumidor final de energia é recomendada para majoração da eficiência e incremento da concorrência em virtude de refletir os reais custos incorridos pelos operadores em cada momento do dia, uma oferta no mercado do preço de acesso e interconexão às redes que espelhe as suas reais condições (sobretudo em matéria de congestionamento) pode se afigurar compatível com o mercado

---

<sup>213</sup> A normativa do gás natural em Portugal já prevê, no Decreto -Lei n.º 140/2006, com redação do Decreto-Lei n.º 231/2012, que “a exploração da RNTIAT e da RNDGN compreende as seguintes concessões e licenças como direito das concessionárias: (...) b) Concessões de armazenamento subterrâneo de gás natural em regime de acesso regulado e em regime de acesso negociado de terceiros “ (art. 5º, nº 4), como direito das concessionárias “d) Receber dos utilizadores das respetivas infraestruturas, pela utilização destas e pela prestação dos serviços inerentes, uma retribuição por aplicação de tarifas e preços regulados definidos no regulamento tarifário, ou, no caso das concessionárias de armazenamento subterrâneo em regime de acesso negociado de terceiros, uma retribuição resultante do preço negociado livremente e de boa -fé entre a concessionária e o utilizador (...); j) No caso das concessionárias de armazenamento subterrâneo de gás natural em regime de acesso negociado de terceiros, negociar livremente e de boa -fé as condições, prazos e preços de acesso às suas infraestruturas” (art. 8º, nº 1).

<sup>214</sup> Para uma descrição dos sistemas de leilões explícitos, implícitos ou redespachados, v. DURBAN ROMERO (2008, p. 279-282)

<sup>215</sup> Referência deve ser feita à possibilidade aberta pelo regulador britânico no modelo RIIO para que projetos em linhas de transporte sejam outorgados a terceiros que não o incumbente tradicional, podendo ser o caso de, em um futuro próximo, o mercado britânico evoluir para um modelo tal.

elétrico do futuro. E, com o crescimento da capacidade de geração e a saturação de grande parte das linhas já existentes, a construção de novas linhas de transporte, em transmissão ou distribuição, pode vir a ser uma boa oportunidade de negócio para iniciativa privada.

A vantagem desses formatos desregulamentados é promover uma maior racionalização do mercado, alocando mais eficientemente os recursos e bens disponíveis.

Já elucidamos (I.1.1.1) que as redes são bens escassos, sujeitos a congestionamentos e impassíveis de serem expandidas *ad infinitum*. Logo, a concessão de acesso encontra-se sujeita não só a restrições técnicas, como de capacidade, não podendo se dar irrestritamente a todos os interessados.

No sistema de preços de acesso regulados, este é calculado sob bases *standardizadas* – *i.e.* previamente definidas em regulamento – e, como regra, direcionado ao ressarcimento de custos<sup>216</sup>, afigurando-se como uma constante impassível de refletir as condições do mercado no tempo.

O regulador, então, estabelece o direito e a ordem de acesso a partir de parâmetros não diretamente econômicos, que dizem com valores outros do ordenamento como a igualdade (*first come, first served*), a sustentabilidade ambiental (prioridade a fontes renováveis), o incentivo a novas áreas ou entrada de determinados atores (obrigatoriedade de acesso às fontes de geração distribuída) etc.

Liberalizados os preços – e as condições – de acesso, passam estes a ser uma variável diretamente influente na ordenação dos interessados, incidindo aí uma lógica mercadológica bastante simples: aqueles que melhor proveito (leia-se, maiores lucros) esperam auferir do bem escasso, maior valor atribuirão a ele e, conseqüentemente, maiores preços estarão dispostos a pagar.

Majora-se, assim, de um lado, a utilidade do bem e, de outro lado, a economicidade dos processos produtivos, sendo certo que quanto maiores forem os preços de acesso pagos por um entrante, mais eficiente deverá ser para chegar a um preço final capaz de concorrer com a oferta dos demais operadores.

Em termos econômicos, a liberalização dos preços e das condições de acesso pode ser sobremaneira positiva, viabilizando, igualmente, uma maior atenção às (cada vez mais diversas) peculiaridades dos entrantes, de modo que cada agente econômico possa formatar flexivelmente – customizar – contratos e condições de acesso de acordo com suas capacidades, necessidades e anseios.

---

<sup>216</sup> v. SIRAGUSA; BERETTA (1999)

Os benefícios de um sistema competitivo são há muito propugnados<sup>217</sup>, afigurando-se a concorrência e a economia de mercado como valores hoje perseguidos pelos principais países ocidentais<sup>218</sup>, sobretudo por dotarem os consumidores de reais possibilidades de escolha e fazerem os sistemas econômicos funcionarem mais eficientemente.

Não é de se olvidar, igualmente, as potenciais maiores inversões na atualização, expansão e melhoria de qualidade das redes em decorrência das pressões competitivas do mercado (quanto melhor a rede, mais se estará disposto a pagar por utilizá-la) e das receitas acrescidas que poderão ser absorvidas pelos operadores/proprietários das redes em razão da liberação dos preços.

No entanto, evidentemente, a mudança de um sistema de preços regulados para um sistema de preços livremente negociados, sujeitos às regras da concorrência e do mercado (principalmente em sede de mercado *spot*), só é factível e desejável em *mercados maduros e bem estruturados*, que já possuam um nível de concorrência aceitável (*level playing field*), quer dizer, em que haja já operadores com suficiente poder de mercado para barganhar condições e preços justos e razoáveis de acesso e operadores devidamente desintegrados verticalmente que não possuam incentivos para discriminar e prejudicar os novos entrantes para o seu próprio proveito (ou o proveito de sua subsidiária ou companhia coligada).

Ora, a *ratio* da regulação econômica consiste, precisamente, no fato de o objeto da regulação – no caso, a rede – ser dotado de características especiais (monopólio natural, grave assimetria entre incumbente e entrantes, desverticalização incompleta ou insuficiente etc.) que o exercício livre de sua exploração resulta em danos aos competidores e aos consumidores. Volta-se, portanto, a construir artificialmente mercado onde as suas forças naturais não permitem o equilíbrio, operando como *degrau de acesso*<sup>219</sup> aos novos entrantes e *contraponto* ao poder de mercado do incumbente.

Dessa forma, somente quando o mercado mostra-se capaz de se auto-regular (de “andar com as próprias pernas”) – e isso só é possível através do incremento e bom

---

<sup>217</sup> GEROSKI (2004, p. 2-3) assinala que “a concorrência é um processo de rivalidade entre firmas, cada uma buscando ganhar consumidores. A rivalidade pode ocorrer em inúmeras formas – algumas firmas compete em preços, outras focam em desenvolver a qualidade de produtos ou serviços existentes, enquanto há ainda outras que utilizam habilidades empreendedoras e de pesquisa para desenvolver novos produtos e serviços. Quando a competição é vigorosa, essa rivalidade assegura que nenhuma parte do Mercado permaneça inexplorada, nenhum aspecto a oferecer pelos produtores aos consumidores permaneça sem teste. As consequências disso são que os preços irão ser tipicamente fixados para baixo, em um eficiente nível de custos, a diversidade de oferta de produtos no mercado corresponderão às heterogêneas necessidades e gostos dos consumidores, e o percentual de inovação será maior”.

<sup>218</sup> “Dentre os países da OECD, a concorrência é agora amplamente aceita como o melhor mecanismo existente para maximizar as coisas que uma pessoa pode demandar de um sistema econômico na maioria das circunstâncias” (CRAMPTON, 2003, p. 3)

<sup>219</sup> FRISON-ROCHE (2005, p. 199).



funcionamento da concorrência, para o que as redes inteligentes têm grande potencial de contribuir –, a liberalização dos preços de acesso mostra-se uma opção idônea e compatível com os interesses públicos que lastreiam o setor.

Isto não significa, frise-se, que situações intermédias, provedoras de certas garantias em cenários transitórios<sup>220</sup>, não possam ser adotadas, tampouco que a liberdade de negociação entre entrantes e incumbente afaste integralmente o poder ordenatório e conformador estatal<sup>221</sup>.

É possível – e mesmo desejável, sobretudo subsequentemente à desregulamentação, como medida de adaptação do regulador e dos próprios agentes do mercado – que a liberalização tarifária seja combinada com uma atuação *coordenadora* e/ou *subsidiária* da agência reguladora.

Ao regulador pode ser dada a missão, nesses cenários, de expedir diretrizes gerais, ainda que não vinculantes, para guiar e nortear os processos de negociação e contratualização levados a efeito pelos agentes privados, formulando, de preferência com a participação ativa da indústria, códigos de boas práticas e parâmetros gerais para as condições de acesso à rede e formação dos respectivos preços, e coordenando, sem restringir ou impor condutas, a atuação dos atores do mercado.

É cabível, ainda, a previsão de uma intervenção subsidiária da autoridade reguladora nas relações jurídicas privadas (entre entrante e incumbente) quando, das negociações livremente levadas a efeito pelas partes, não resultar acordo quanto às condições e/ou aos preços de acesso.

Nesta hipótese, operaria o regulador como árbitro, averiguando as razões que ensejaram o malogro das negociações – e, se for o caso, procedendo à fiscalização e sancionamento do incumbente por infração à obrigação de acesso transparente e não discriminatório à rede – e analisando casuisticamente as justas e razoáveis condições e preços

---

<sup>220</sup> A inserção gradual de lógicas mercadológicas nas tarifas reguladas – segundo proposto nos subtópicos *supra* – parece-nos um importante caminho a ser percorrido para o amadurecimento dos agentes regulados e do mercado, promovendo uma sólida mudança de perspectivas e culturas empresariais voltadas ao respeito e desenvolvimento de ambientes concorrenciais aceitáveis.

<sup>221</sup> O artigo 37º, 6, da Diretiva 2009/72/CE, p. ex., é claro ao dispor que “As entidades reguladoras são responsáveis por fixar ou aprovar, com a antecedência devida em relação à sua entrada em vigor, pelo menos as metodologias a utilizar para calcular ou estabelecer os termos e condições de: a) Ligação e acesso às redes nacionais, incluindo as tarifas de transporte e distribuição ou os respectivos métodos. Essas tarifas ou métodos devem permitir que sejam realizados os investimentos necessários de molde a garantir a viabilidade das redes; b) Prestação de serviços de compensação, que devem realizar-se da forma mais económica possível e proporcionar incentivos adequados aos utilizadores da rede, de molde a garantir um equilíbrio entre o seu contributo e o seu consumo. Os serviços de compensação devem ser equitativos, não discriminatórios e basear-se em critérios objectivos; e c) Acesso a infra-estruturas transfronteiriças, incluindo os procedimentos de atribuição de capacidade e gestão dos congestionamentos”

de acesso, de acordo com as peculiaridades das partes e da conexão em concreto, e determinando, sendo esta a solução devida, a celebração do contrato de compartilhamento de infraestrutura nos termos arbitrados<sup>222</sup>.

Tais atuações regulatórias serviriam, portanto, como garantias mínimas de controle da posição dominante e do poder de mercado do incumbente e de bom funcionamento do mercado concorrencial enquanto houvesse ainda distúrbios e desequilíbrios entre os agentes contratantes, podendo vir a ser suprimidas à medida que as forças do mercado se mostrarem capazes de auto-regular equilibradamente estas situações e relações jurídicas.

A supressão da regulação econômica, *ex ante*, no entanto, deverá ser sempre acompanhada de um reforço da regulação *ex post* da concorrência<sup>223</sup>, hipótese em que a fiscalização e o controle de eventuais condutas ilícitas do incumbente competiriam às autoridades de defesa da concorrência, à luz das regras *antitruste* relativas ao abuso de posição dominante<sup>224</sup>, bem como da regulação do mercado em que serão negociados estes preços e contratos.

Logo, ainda no caso da completa liberalização dos preços e condições de acesso às redes elétricas, a lógica do *laissez-faire* liberal não haveria de ser indistintamente aplicada, restando (amplo) espaço para o desenrolar da missão regulatória de ordenar a economia, garantindo que a produção econômica se dê em um ambiente equilibrado, orientado ao funcionamento eficiente do mercado, tanto no que tange à produção e à melhor alocação de recursos, como no que concerne à melhor distribuição de riquezas<sup>225</sup> e ao incremento dos níveis de bem-estar social<sup>226</sup>.

---

<sup>222</sup> É o que ocorre, p. ex., no setor das telecomunicações no Brasil, dispondo a Lei nº 9472/1997, artigo 153, que “as condições para a interconexão de redes serão objeto de livre negociação entre os interessados, mediante acordo, observado o disposto nesta Lei e nos termos da regulamentação. § 1º O acordo será formalizado por contrato, cuja eficácia dependerá de homologação pela Agência, arquivando-se uma de suas vias na Biblioteca para consulta por qualquer interessado. § 2º Não havendo acordo entre os interessados, a Agência, por provocação de um deles, arbitrará as condições para a interconexão”

<sup>223</sup> Para a diferenciação entre os níveis de regulação técnica, econômica e da concorrência, v. MORENO (2013, p. 9-19). Merece também nota que um reforço na regulação social, especialmente em sede de proteção do consumidor, pode-se mostrar igualmente necessária, sobretudo em se considerando as interligações junto à rede de distribuição por micro e pequenos produtores sem vínculos associativos com *clusters* ou cooperativas.

<sup>224</sup> No ordenamento português, a Lei 19/2012 já tipifica, em seu artigo 11º, 2, como conduta passível de ser considerada abusiva “e) Recusar o acesso a uma rede ou a outras infraestruturas essenciais por si controladas, contra remuneração adequada, a qualquer outra empresa, desde que, sem esse acesso, esta não consiga, por razões de facto ou legais, operar como concorrente da empresa em posição dominante no mercado a montante ou a jusante, a menos que esta última demonstre que, por motivos operacionais ou outros, tal acesso é impossível em condições de razoabilidade”.

<sup>225</sup> NESTER (2006, p. 24)

<sup>226</sup> LOBO (2009, p. 155)

## CONCLUSÃO

As redes inteligentes modificarão substancialmente a arquitetura e a lógica sob que opera o sistema elétrico.

Isto enseja que respostas regulatórias apropriadas e eficientes sejam apresentadas, de ordem a fomentar e implementar eficientemente todas as potencialidades das *smart grids* e, assim, alcançar os principais objetivos do setor elétrico: a integração de fontes menos poluentes e renováveis, a segurança do abastecimento, a manutenção de infraestruturas e serviços condizentes com as necessidades e evoluções da sociedade e o fornecimento de energia de qualidade e em bases acessíveis a todos os consumidores.

Ao longo do presente trabalho procuramos analisar os principais empecilhos e averiguar os possíveis meios para atingir tais finalidades, resultando em que conclusões três ordens pudessem ser obtidas.

A primeira delas é que as redes inteligentes, por implicarem transformações estruturais em todos os segmentos do setor elétrico – produção, transmissão, distribuição, comercialização e consumo – e demandarem vultosíssimos investimentos, reclamam uma atuação coordenada de todos os agentes envolvidos (Estado, Mercado e Sociedade) e a realização de esforços multidisciplinares e cooperativos a fim de que responsabilidades sejam devidamente alocadas e dirigidas, criando bases sólidas e incentivos para o desenvolvimento de um ambiente propício ao investimento em novas tecnologias e atualização dos bens, serviços e profissionais do setor, sem desguardar os interesses públicos primários e estratégicos afetos à indústria infraestrutural da energia.

Em segundo plano, que as dicotomias tradicionais que acompanharam a estruturação do setor elétrico atual (bens públicos *versus* privados, titularidade pública *versus* privada) não mais se justificam, incumbindo primacialmente à regulação direcionar adequadamente os bens e serviços da rede elétrica a funcionalidades de cunho coletivo.

Entendemos que a lógica de clube sob que se encontram afetas as infraestruturas em rede torna despiciendo questionar a natureza pública ou privada dos bens para aferição da alocação eficiente de sua propriedade, de modo que os resultados que se desejem relativamente à eficiente implementação e manutenção destas infraestruturas podem ser alcançados pela via regulatória, mediante incentivos à alocação de investimentos na aquisição e atualização tecnológica dos bens que compõem as redes e direcionamentos e

constrangimentos das atividades desempenhadas pelos agentes do mercado, independentemente dos respectivos direitos de propriedade sobre os bens.

À vista disso, é a estrutura regulatória geral, sobretudo tarifária, que incentiva ou condiciona o financiamento da instalação e operação das instalações maneira eficiente, ficando o regime de propriedade pública ou privada da rede sujeito a uma opção igualmente válida de cunho político-ideológico por parte do constituinte ou do legislador.

De igual modo, os modelos tradicionais da concessão e autorização calcam-se em *trade-offs* (resultados de proveito-perdas) entre os valores de segurança e flexibilidade igualmente essenciais para o investimento em indústrias estruturadas em rede e não alocam equitativa e eficientemente os riscos inerentes à prestação das respectivas atividades.

O principal complicador e gerador de ineficiências no desempenho das atividades organizadas em rede é a intangibilidade do equilíbrio econômico-financeiro das contas do agente privado incumbido da implementação e manutenção de bens e prestação de serviços de infraestrutura, ensejando que a regulação evolutiva da indústria encontre-se constantemente sob disputa e que pesados custos, especialmente de transação, sejam acrescidos ao valor final da tarifa paga pelos consumidores.

São, então, as inúmeras renegociações de direitos e obrigações entre o Estado e os operadores que têm lugar no setor elétrico o principal fator de ineficiência da indústria, o que se apresenta sejam os serviços de titularidade pública, sujeitos a concessão, sejam de titularidade privada, sujeitos a autorização.

Na medida em que os regimes jurídicos destes bens e serviços são essencialmente incompletos, mudanças nos direitos e obrigações fixados quando da atribuição do título habilitante afiguram-se não só inevitáveis, como indispensáveis para a contínua evolução da indústria relativamente aos anseios sociais e aos avanços tecnológicos.

Sucedem que os esquemas regulatórios hoje em vigor, para um e para outro título habilitante, se pautam em obrigações de meio e atrelam as remunerações devidas aos operadores aos custos por si despendidos ou garantem taxas de retorno fixas, implicando em que a cada mudança importante no arcabouço regulatório sejam disparadas renegociações e majoradas tarifas, independentemente de os reforçados ônus impostos aos usuários finais serem acompanhados da melhoria na eficiência e qualidade dos serviços prestados.

Logo, é a *regulação*, independentemente da natureza pública ou privada dos bens e serviços elétricos, que exsurge como determinante para a eficiência ou ineficiência dos investimentos realizados e do funcionamento da indústria.

Isto nos leva à terceira – e principal – ordem de conclusões extraídas do presente trabalho: *a regulação do setor elétrico deve mudar.*

As novas redes inteligentes demandam processos eficientes e flexíveis, capazes de absorver as transformações constantes das tecnologias e das relações intersubjetivas que propiciarão, o que os esquemas regulatórios atuais não são capazes de realizar, ao menos não sem a imposição de pesados ônus e custos aos consumidores e à indústria.

De fato, a atual regulação do setor elétrico, calcada em fórmulas de comando e controle que condicionam diretamente a atividade dos agentes regulados, traduz-se em que (i) a remuneração dos operadores encontra-se diretamente conectada ao adimplemento de obrigações de meio impostas pelo regulador, diferentemente de um modelo de mercado; e (ii) as evoluções da indústria impactam diretamente os meios para atingir os fins e interesses públicos do setor, ensejando que as obrigações originalmente delineadas sejam constantemente modificadas, impondo novos custos aos operadores para fazer frente às mudanças operadas e ensejando, assim, a revisão de suas remunerações através, sobretudo, da majoração tarifária.

Uma mudança deste paradigma, de modo a tornar menos traumática e onerosa a inserção de atualizações e modificações no regime jurídico dos operadores, é cogente, transmutando-se a lógica regulatória dos meios para os fins, a partir do controle da performance e resultados apresentados pelos agentes resultados.

Na medida em que os parâmetros de boa performance dos operadores e os resultados que se pretendem alcançar no setor elétrico são metas estáveis, cujo atingimento é gradual, e, a revisão, sempre incremental, jamais drástica, tal arcabouço regulatório têm o potencial de conferir maior segurança e estabilidade para os agentes regulados, bem como absorver sem mudanças bruscas no regime jurídico as constantes evoluções da realidade.

A regulação de performance e resultados, portanto, permite equiponderar o binômio segurança/flexibilidade essencial às indústrias de rede, capacitando o regulador a alocar riscos e gerir incertezas de forma mais justa, racional e equitativa.

A segurança advém da manutenção de um esquema regulatório estável e previsível, cujas regras – sobretudo de remuneração e recuperação de investimentos – mantêm-se por um período de tempo estendido a despeito de mudanças no arcabouço fático.

Porque as metas e resultados (primários e secundários) que se pretendam alcançar podem – e devem – ser pensados em curto, médio, longo e longuíssimo prazo, viabiliza-se a constância do arcabouço regulatório e, em consequência, minoram-se os riscos políticos,

administrativos e regulatórios tradicionalmente atrelados às mudanças bruscas e/ou inopinadas dos regimes jurídicos impostos ao setor elétrico.

Assim, não só o operador privado cerca-se de uma maior previsibilidade quanto aos horizontes futuros, como pode – e deve – planejar e implementar os seus planos de negócios em termos de longo prazo, permitindo seja dada continuidade evolutiva às políticas públicas do setor.

Por sua vez, a flexibilidade possibilita que, sem rupturas no arcabouço regulatório, sejam satisfeitas as condições e necessidades compatíveis com a realidade que os serviços elétricos demandam, pois a responsabilidade de eleger os meios que melhor atendam às metas e objetivos finais arrolados pelo regulado em cada momento histórico é do agente privado (autorizatório ou concessionário).

A gestão direta dos riscos do negócio cabe, então, ao operador, incumbindo-lhe, ao mesmo tempo, adaptar evolutivamente os seus planos de negócio para fazer frente às novas realidades que se apresentem e arcar com ônus e bônus que advenham de suas escolhas. Assim, sob um pano de fundo constante (as regras, metas, objetivos e bases de remuneração regulatórias), suporta o operador privado os riscos de suas escolhas, o que, de um lado, dá-lhe a devida e indispensável garantia de que será justa e razoavelmente remunerado e recompensado pelo atingimento das finalidades públicas e, de outro lado, socializa somente os custos que reverterão em prol da coletividade, imputando ao operador as perdas decorrentes do malogro das más escolhas realizadas ou da gestão ineficiente de riscos operada.

Dessa maneira, Estado, Indústria e Sociedade repartem e compartilham equitativamente riscos, viabilizando que a sua gestão se dê mais eficiente pelos atores que melhores condições têm de geri-los e suportar os respectivos ônus. Por isso, a regulação de performance e resultados parece-nos ser uma resposta aos problemas de risco, incerteza e recomposição econômico-financeira com que os modelos regulatórios tradicionais se mostraram incapazes de lidar.

Além disso, a instituição de um fluxo bidirecional de energia, dados e informações pelas redes inteligentes impedirá a manutenção de estruturas hierarquizadas, centralizadas, verticalizadas e herméticas, impondo lógicas pluricêntricas, horizontalizadas e flexíveis para absorver todas as novas funções, serviços e atividades que daí advirão.

De um lado, reclamarão uma postura mais ativa da parte do distribuidor para gerenciar os fluxos bi/multi-direcionais de energia e as inúmeras conexões à última milha e implicarão em uma reformulação da racionalidade da tradicional estrutura do mercado elétrico, a qual,

calcada em uma lógica hierárquica, verticalizada de cima para baixo – dos operadores a montante relativamente aos operadores a jusante –, em um gerenciamento centralizado e em fluxos unidirecionais de corrente e informações, sofrerá substanciais mudanças, tornando o mercado cada vez mais iterativo, horizontalizado, dinâmico e multifacetado com a entrada e a interação de inúmeros e diversos atores na última milha.

De outro lado, o incremento dos dados, informações e funções afetos ao fornecimento, transporte e consumo de energia elétrica permitirão uma verdadeira dinamização da concorrência, mediante a possibilidade de entrada no mercado de novos *players* e o incremento e o surgimento de novos serviços energéticos.

Isto demandará um novo quadro regulatório, flexível e multidimensional, que absorva os diferentes tipos, necessidades e características dos serviços e atores do mercado, o que deverá se refletir sobretudo no arcabouço tarifário, aplicando-se-lhe lógicas e formatos condizentes com as novas necessidades, interesses e relações intersubjetivas que hão-de surgir no novo mercado elétrico.

As bases tarifárias tradicionais, conseqüentemente, deverão modificar-se para direcionarem finalisticamente o cumprimento de performances e resultados dos agentes regulados e absorverem formas de tarifação dinâmica e locais, que reflitam as reais condições do mercado e da rede elétrica em cada momento e espaço geográfico, o que é subjacente e forçoso à inserção de uma lógica concorrencial no sistema, podendo, inclusive, evoluir para a desregulamentação tarifária, atribuindo-se aos agentes privados o poder de negociarem e fixarem livremente as condições de acesso à rede e prestações de serviços.

Evidentemente, as inúmeras tecnologias carreadas pelas redes inteligentes, inclusive as de natureza regulatória, precisam ser, ainda, postas à prova.

O futuro é, por essência, em maior ou menor grau, incerto, de modo que os diagnósticos e propostas aqui apresentados, embora se afigurem, em abstrato, ideais para a regulação do setor elétrico do futuro, devem ser testados e adaptados às peculiaridades de cada jurisdição, ensejando um processo de revisão e aprendizagem constante, do regulador e da indústria, para o atingimento de modelos e formas regulatórios eficazes em endereçar os problemas identificados ao longo do presente trabalho e alcançar os objetivos traçados para o setor elétrico.

Não podemos, à vista disso, precisar em que medida ou em que grau as teses desenvolvidas ao longo do presente trabalho se demonstrarão verdadeiras ou eficazes. O que podemos asseverar, em fechamento, consoante as sábias palavras de Georg Christoph

Lichtenberg<sup>227</sup>, é que *“I cannot say for sure whether things will get better when we change; but what I can say is they must change if they are to get better”*.

---

<sup>227</sup> Citado por ACKERMANN (2010, p. 16)