20 anos | APINE

MAIORES CONQUISTAS DA APINE

20 anos
APINE

PATROCINADORES

Brookfield

COPEL

CPFL ENERGIA

endesa cachoeira

Enel

neoenergia

Tractebel Energia
GDF SUEZ

UEG ARAUCÁRIA
Usina Elétrica a Gás de Araucária

APINE

UMA ASSOCIAÇÃO INDEPENDENTE, ATIVA E EQUILIBRADA

A Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica – Apine foi fundada em 26 de setembro de 1995 e atua na promoção do desenvolvimento sustentável do setor elétrico brasileiro, particularmente no âmbito da geração. É uma entidade de classe sem fins lucrativos que congrega produtores independentes de energia e empresas interessadas na atividade.

A associação reúne pequenos, médios e grandes geradores que constroem, operam e mantêm usinas no Brasil e no mundo, além de empresas como: prestadoras de serviços de engenharia consultiva, mineradoras, escritórios de advocacia, construtoras e fabricantes. Os associados da Apine produzem energia elétrica por meio de diversas fontes: hidráulica, térmica (gás, carvão mineral ou óleo), biomassa, eólica e solar.

Como entidade representativa dos produtores independentes, a Apine interage com as organizações envolvidas diretamente com o setor elétrico brasileiro (Ministério de Minas e Energia, ANEEL, ONS, CCEE, EPE, ANP etc.), com os poderes legislativo e judiciário, com setores como meio ambiente, gestão de recursos hídricos e mídia, bem como com associações coirmãs. Quando preciso, também atua em âmbito internacional.

A Apine elabora, sempre que necessário, com a participação dos técnicos das empresas associadas e/ou consultorias contratadas, estudos, notas técnicas e propostas sobre temas relevantes do setor elétrico.

A Lei n. 9.074, de 7 de julho de 1995, define o produtor independente de energia elétrica (PIE) como a pessoa jurídica — ou empresas reunidas em consórcio — que recebe concessão ou autorização do Poder Concedente para produzir e comercializar energia elétrica por sua conta e risco. A produção independente possibilita a entrada e a consolidação de investidores no mercado, com autonomia para realização de contratos de compra e venda de energia de forma competitiva, tanto no ambiente livre como no regulado.

Entre os associados da Apine, além de geradores privados, existem também geradores estatais que participam societariamente de empreendimentos privados de geração. Esta participação ampla proporciona maior massa crítica à associação, aumentando sua representatividade no setor.

Atualmente, a Apine congrega 64 associados e continua crescendo. O conjunto desses associados possui cerca de 360 mil MW de capacidade instalada no mundo e perto de 53 mil MW no Brasil, o que corresponde a aproximadamente 42% da capacidade instalada no País.

INTRODUÇÃO

Ano de 1995, mês de setembro, dois meses depois de criado o produtor independente de energia elétrica no País, alguns empresários e pessoas interessadas nessa modalidade de geração elétrica fundam a Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica, com uma sigla sonora, Apine, que vai atuar dali para frente com intensidade e equilíbrio no panorama institucional brasileiro, no afã de bem representar os legítimos interesses desse segmento importante do setor elétrico.

Ano de 2010, mês de novembro, a Apine lança seu livro rememorativo Apine – 15 anos independente, ativa e equilibrada, que é também uma parcial prestação de contas historiográfica dos seus primeiros quinze anos de trabalho.

Ano de 2015, setembro, mês em que a associação assume seus vinte anos redondos de atividade, já com significativa marca de atuação consolidada no setor elétrico, para mostrar um excerto de seus resultados auferidos em sua existência, o que ela apresenta comprimido neste texto.

Assim, o presente trabalho expõe, de forma emblemática, vinte pequenas histórias que descrevem, em ordem cronológica e sinteticamente, as principais conquistas durante a existência da associação, assim elencadas pelo Conselho de Administração. Procurou-se nestas histórias manter a fidedignidade dos fatos como ocorreram, sem ufanismos, como é de sua personalidade institucional lavrada por pessoas dedicadas e despojadas que delas participaram. Dentro do possível, em face da tecnicalidade em que a missão associativa naturalmente se inscreve, ainda se procurou proporcionar uma leitura acessível a todos que se interessem por lê-las, mesmo que em estilo impessoal e sem identificação das personalidades envolvidas: só os fatos foram narrados, objetivamente.

A quem se dedicar a folhear, ainda que rapidamente, estas histórias, com certeza advirá o vislumbre de panorama amplo e isonômico de ações que comporão, como um mosaico, o em quê, quando, como e o que a Apine realizou, ao longo desses vinte anos. E nelas igualmente ficará visto e claro que seu paradigma de ação baseia-se na busca exaustiva de consenso interno em cada episódio, por meio de debates, discussões, interação documental e integração de ideias entre seus associados, seja apenas entre eles, seja em seus grupos de trabalho, seja nas diretorias subsetoriais, seja com o presidente e a diretoria executiva, sempre sob a orientação do Conselho de Administração e observação atenta do Conselho Fiscal. É do consenso interno, espécie de chaminé de equilíbrio das forças e interesses que brotam em cada caso a ser analisado, que nasce a força das posições da Apine junto às demais forças associativas do setor elétrico e, sobretudo, perante as autoridades executivas e legislativas que decidem os destinos desses fatos.

É lógico que as vinte conquistas são apenas um substrato, e simplificado, das ações e conquistas da Apine neste início de sua existência. Há um monte de outros sucessos que, por opção, não se registram aqui, pois seu esgotamento seria penoso ao eventual leitor. Portanto, que esse leitor aceite este resumo como uma homenagem a sua boa vontade, oriunda do bom senso de divulgação.

Um último requisito deve-se pedir ao leitor, o conhecimento aglutinado de outras realizações da associação, como enumeramos a seguir. Somente computados os últimos seis anos de atividades, a Apine participou com contribuições em cento e oitenta e sete audiências e consultas públicas da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e do Ministério de Minas e Energia (MME), publicou cinquenta e um artigos e entrevistas, realizou sessenta e quatro palestras, organizou vinte eventos de grande porte e obteve o impressionante número de mil, quinhentos e oitenta e oito citações na mídia nacional. Além disso, nesses seis anos, a associação publicou ou apoiou a publicação de oito livros de interesse dos produtores independentes de energia elétrica. Por fim, noventa e três metas demandadas por seus associadas foram alcançadas pela Apine, exclusivamente nesse mesmo período, em que o Conselho de Administração reuniu quarenta e sete vezes, a Assembleia Geral Ordinária deliberou nove vezes e Assembleia Geral Extraordinária, outras dez vezes. Talvez se computássemos antigos arquivos, pudéssemos acrescentar, sem grandes erros, que ao longo de toda a sua existência, a maioria desses números pudesse ser multiplicada por três.

Mas isso tudo é só um resumo do que foi feito, e daqui para frente, ao longo de nova caminhada da Apine, muito se terá para resumir, pois na verdade isso tudo é só o começo.

SUMÁRIO

PÁGINA **10**

CONQUISTA 1
30 DE JULHO DE 2004

Formulação do papel do produtor independente no atual modelo comercial

PÁGINA **14**

CONQUISTA 2
13 DE FEVEREIRO DE 2006

Autorização normativa para o produtor independente para atuar como comercializador

PÁGINA **18**

CONQUISTA 3
16 DE JANEIRO DE 2008

Alguns sucessos obtidos pela incorporação de propostas à lei que criou o REIDI

PÁGINA **24**

CONQUISTA 4
23 DE JUNHO DE 2008

Isenção de imposto territorial rural em áreas de reservatórios de hidrelétricas

PÁGINA **28**

CONQUISTA 5
22 DE MARÇO DE 2011

Não participação no rateio das perdas na rede básica para agente conectado fora dela

PÁGINA **32**

CONQUISTA 6
28 DE JUNHO DE 2011

Aplicação do critério locacional nas tarifas de uso dos sistemas elétricos

PÁGINA **38**

CONQUISTA 7
8 DE JULHO DE 2011

Retorno aos montantes de reposição de energia elétrica

PÁGINA **42**

CONQUISTA 8
6 DE DEZEMBRO DE 2011

Conversão de regime de serviço público de PCH em produtor independente

PÁGINA **48**

CONQUISTA 9
29 DE DEZEMBRO DE 2011

Pleitos atendidos sobre termo de garantia e indisponibilidades de gás a termelétricas

PÁGINA **52**

CONQUISTA 10
25 DE MAIO DE 2012

Aprovação de emendas dos produtores independentes no chamado Código Florestal

PÁGINA **56**

CONQUISTA 11
14 DE AGOSTO DE 2012

Participação retrospectiva em atualização contábil e pesquisa e desenvolvimento

PÁGINA **62**

CONQUISTA 12
21 DE NOVEMBRO DE 2012

Manutenção da neutralidade no rateio dos custos de transmissão

PÁGINA **68**

CONQUISTA 13
21 DE DEZEMBRO DE 2012

Redução da inadimplência junto à câmara de compensação de energia

PÁGINA **72**

CONQUISTA 14
19 DE JULHO DE 2013

Benefícios com imposto de renda sobre debêntures de produtores independentes

PÁGINA **76**

CONQUISTA 15
23 DE JULHO DE 2013

Restrição à recontabilização do preço de liquidação de diferenças (PLD)

PÁGINA **80**

CONQUISTA 16
9 DE OUTUBRO DE 2013

Otenção de autorização fiscal para a prática de depreciação acelrada

PÁGINA **84**

CONQUISTA 17
22 DE OUTUBRO DE 2013

Participação ativa na definição dos leilões de energia solar e energia eólica

PÁGINA **90**

CONQUISTA 18
26 DE NOVEMBRO DE 2013

Atuação na formação e aperfeiçoamento do modelo computacional do CMO/PLD

PÁGINA **96**

CONQUISTA 19
5 DE DEZEMBRO DE 2014

Ação judicial vitoriosa em primeira instância sobre aversão ao risco

PÁGINA **100**

CONQUISTA 20
2 DE JANEIRO DE 2015

A longa batalha dos custos referentes a eclusas na usinas hidrelétricas

30 DE JULHO DE 2004

FORMULAÇÃO DO PAPEL DO PRODUTOR INDEPENDENTE NO ATUAL MODELO COMERCIAL

Nos chamados anos pioneiros da associação, ela passou a arregimentar toda a inteligência disponível de seus associados para formular uma proposta orgânica e consistente do modelo comercial, dentro de princípios formulados, entre os quais se destacava a necessidade de real competição no processo de geração e venda de energia elétrica aos consumidores.

Desde cedo, a Apine esteve preocupada com o papel do produtor independente de energia elétrica dentro do concertamento comercial do setor elétrico. Pode-se dizer que essa foi a grande preocupação dela até quando o produtor independente se firmou como importante modo de geração de energia elétrica no País, estado que vige nos dias atuais. Nos chamados anos pioneiros da associação, ela passou a arregimentar toda a inteligência disponível de seus associados para formular uma proposta orgânica e consistente do modelo comercial, dentro de princípios formulados, entre os quais se destacava a necessidade de real competição no processo de geração e venda de energia elétrica aos consumidores.

Com o tempo, a tarefa foi concluída e registrada em um substancial documento chamado *Proposta da Apine para Viabilizar a Expansão da Oferta de Energia Elétrica no Brasil.* Esse documento foi revisado e discutido internamente várias vezes, sob coordenação do diretor técnico, atual presidente do Conselho de Administração, até se chegar ao que se denominou de consenso interno, lá pelos idos de maio de 2002. A partir daí os dirigentes da associação passaram a se reunir com todas as autoridades setoriais, no sentido de difundi-lo e aprimorá-lo, em termos de aceitação externa, praticamente estabelecendo a versão final, aprovada pelo Conselho de Administração em outubro de 2002.

A primeira grande oportunidade de realmente ganhar adesão de autoridade com poder decisório deu-se em 4 de dezembro de 2002, quando a Apine conseguiu reunião exclusiva com a então coordenadora setorial da equipe de transição do novo governo, eleito em outubro anterior, Dilma Rousseff, que logo se tornou ministra de Minas e Energia. Nessa reunião, a Apine representada por sua cúpula administrativa, pôde apresentar a ela um resumo da proposta da associação e as grandes preocupações dos produtores

> *Quando foi editada a Medida Provisória n. 144, em 11 de dezembro de 2003, criando o novo modelo de comercialização de energia elétrica, a Apine pôde ver atendidos, com a letra cifrada dos documentos legais, vários pontos de sua preocupação, se não no todo, parcialmente.*

independentes. A reunião foi importante para mostrar ao novo governo os prováveis pontos de tangência com o segmento dos produtores independentes e ao mesmo tempo demonstrar a ele a seriedade com que seus dirigentes formulavam suas postulações.

Mais tarde, a Apine mandou a ela, já como ministra, a proposta formal completa, como foi aprovada em outubro do ano anterior, mostrando sua preocupação especialmente quanto aos leilões de compra de energia, à contratação de reserva, à competição na geração, à transparência dos negócios setoriais, à contratação de longo prazo para viabilizar a expansão, à obrigatoriedade de contratação de cem por cento do mercado, à não discriminação das usinas existentes e ao apoio a fontes alternativas do Proinfa, entre outras sugestões.

Quando foi editada a Medida Provisória n. 144, em 11 de dezembro de 2003, criando o novo modelo de comercialização de energia elétrica, a Apine pôde ver atendidos, com a letra cifrada dos documentos legais, vários pontos de sua preocupação, se não no todo, parcialmente. Obviamente, partiu a associação para o estágio seguinte, trabalhando junto à Câmara dos Deputados e mais tarde, ao Senado Federal, no sentido de obter a inserção de alguma outra sugestão não atendida na íntegra dentro do governo.

Mas foi durante o processo de elaboração da regulamentação da lei convertida da medida provisória, Lei n. 10.848, de 15 de março de 2004, que a Apine foi bem efetiva, até porque a ministra criou o que ela chamou de Fórum de Agentes do Setor Elétrico e da Câmara de Gestão do Setor Energético, em que os agentes foram representados por suas respectivas associações.

Inúmeras reuniões foram realizadas dentro desse fórum durante quase quatro meses, e as propostas entre associações e governo que nele surgiam eram rápida e intensamente discutidas no âmbito interno da Apine, em reuniões com grande participação de seus associados, tendo em vista a importância do processo de decisão criado. E acredita-se que esse processo tenha sido também o momento de consolidação do paradigma atual de trabalho da Apine, que consiste da necessidade de estreito consenso prévio entre seus associados antes de a associação poder defender posições mais sólidas lá fora.

Quando o regulamento foi aprovado, o Decreto n. 5.163, em 30 de julho de 2004, o cenário completo era de que a Apine obtivera importante sucesso em ver, nas letras hierarquicamente compiladas dos dois diplomas legais, que o trabalho de todos seus associados tinha sido muito eficaz, e que a maioria de seus princípios de operação comercial havia sido consignada de alguma forma.

13 DE FEVEREIRO DE 2006

AUTORIZAÇÃO NORMATIVA PARA O PRODUTOR INDEPENDENTE ATUAR COMO COMERCIALIZADOR

> *O interessante a ser notado é que não havia, ao que se sabia, algo claramente colocado na legislação do setor elétrico que vedasse esse papel, vamos dizer, extragerador do produtor independente.*

Há algumas vezes certo sabor de *nonsense* na condução e apuração dos negócios gerais do País. Um deles tem a ver com a possibilidade de o produtor independente de energia elétrica (PIE) poder atuar como comercializador de energia produzida por terceiros. Obviamente, vender a própria energia gerada estava dentro do escopo de seu papel de produtor, mas havia suposta inteligência nos negócios setoriais de que o PIE não poderia vender a energia que não gerasse, isto é, atuar como comercializador.

Essa suposta inteligência incomodava os produtores independentes como um todo, e naturalmente o incômodo expandiu dos associados para a Apine. O interessante a ser notado é que não havia, ao que se sabia, algo claramente colocado na legislação do setor elétrico que vedasse esse papel, vamos dizer, *extragerador* do produtor independente. Então, como lidar com o problema? A Apine teria que ser cautelosa, até para eventual vedação não vir a se tornar explícita na regulamentação setorial.

Depois de tratar do assunto de modo simples em algumas reuniões com os entes públicos envolvidos, a associação tomou a primeira iniciativa formal para esclarecer de uma vez por todas se havia algo na legislação que impedisse o produtor independente de comercializar energia que não produzisse. Para isso, contratou renomado consultor especializado nas questões setoriais decorrentes de sua regulamentação.

Em longo parecer datado de 17 de fevereiro de 2005, o consultor opinou que o produtor independente nunca esteve, como pessoa jurídica, impedido de comercializar a energia produzida por terceiros, desde que tivesse lastro físico contratado para vender a energia produzida por terceiros. Ou seja, a solução era óbvia para aplicação aos PIEs, assim como para qualquer gerador de energia elétrica.

De posse dessa tranquilidade exploratória da profícua e complexa legislação do setor elétrico, restava definir a estratégia de abordagem que seria necessária para solucionar a questão. Uma primeira ação foi o envio do parecer do consultor para conhecimento das autoridades da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o que foi feito por meio de carta do presidente do Conselho de Administração, em maio do mesmo ano de 2005.

No final desse ano, a ANEEL abriu consulta aos agentes, por intermédio da Audiência Pública n. 039, de 2005, apenas por intercâmbio documental, a ser realizada no período de 7 de dezembro de 2005 a 13 de janeiro de 2006, com o objetivo de permitir a coleta de subsídios e informações para o aperfeiçoamento das regras de comercialização, versão janeiro de 2006. Essas regras constituem detalhado conjunto de princípios operacionais e comerciais, com suas formulações algébricas, aplicáveis à comercialização de energia elétrica, no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), desde que propostos por ela e aprovados pela ANEEL.

A audiência pública não compreendia a sustentação oral das contribuições dos agentes interessados, razão pela qual a Apine mandou sua participação escrita, mas não inseriu nela a comercialização de energia de terceiros por parte do produtor independente. A estratégia era fazer isso diretamente na reunião aberta da diretoria colegiada da ANEEL que formalmente aprovasse as regras de comercialização, versão janeiro de 2006, aquela que daria legitimação à expedição da respectiva resolução normativa da agência decorrente da audiência pública.

Dentro dessa estratégia, a Apine esteve presente à reunião, mas combinou que alguns de seus associados defendessem diretamente a medida ansiada. Em resposta, a diretoria colegiada fez a votação da reivindicação ali mesmo na reunião e decidiu finalmente que os produtores independentes e os autoprodutores poderiam comprar e vender energia, desde que tivessem lastro, composto pelo de suas próprias usinas e pela energia comprada de terceiros. A agência manifestou ainda o entendimento de que a restrição realmente nunca havia vigorado; por isso, aquelas empresas que estavam sujeitas à penalidade da CCEE — por terem vendido energia além do lastro próprio sem considerar as compras efetuadas — seriam isentadas de multa.

Por fim, a Resolução Normativa ANEEL n. 210, de 13 de fevereiro de 2006, em seu art. 6.°, reconheceu que o lastro dos geradores é constituído pela garantia física de suas usinas próprias e por contratos de compra de energia e potência. E assim, sem explícita autorização, pois não havia explícita vedação, os produtores passaram a poder comercializar a energia de terceiros com eles contratados. Ponto para a Apine e seus associados.

> *“E assim, sem explícita autorização, pois não havia explícita vedação, os produtores passaram a poder comercializar a energia de terceiros com eles contratados.”*

16 DE JANEIRO DE 2008

ALGUNS SUCESSOS OBTIDOS PELA INCORPORAÇÃO DE PROPOSTAS À LEI QUE CRIOU O REIDI

Foi assim que no referido processo de apreciação legislativa da Medida Provisória n. 351, de 2007, a Apine desenvolveu intenso trabalho de convencimento junto a lideranças no Congresso Nacional e às do Ministério de Minas e Energia (MME), para que se possibilitasse ao produtor independente autônomo a participação em leilões de concessão de geração.

O processo de apreciação legislativa da Medida Provisória n. 351, de 22 de janeiro de 2007, foi muito proveitoso para a Apine. Essa medida provisória, convertida na Lei n. 11.488, de 15 de junho de 2007, entre outras disposições, criou o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI), já citado no texto de outras conquistas. Neste presente texto, houve metodologicamente a aglutinação de três sucessos obtidos nesse mesmo processo legislativo.

O primeiro deles diz respeito ao produtor independente autônomo (PIA), criado pelo art. 3.° da Lei n. 10.438, de 26 de abril de 2002, que instituiu o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), com o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos desses produtores, idealizados com base em fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, desde que conectados ao sistema elétrico interligado nacional.

Contudo, o conceito legal do produtor Independente autônomo adveio com a Lei n. 10.762, de 11 de novembro de 2003, que introduziu algumas alterações no art. 3.° da Lei n. 10.438, de 2002, entre elas o § 1°. Pela nova redação do § 1.° desse artigo, o produtor independente é autônomo quando sua sociedade, não sendo ela própria concessionária de qualquer espécie, não é controlada ou coligada de concessionária de serviço público ou de uso do bem público de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica, nem de seus controladores ou de outra sociedade controlada ou coligada com o controlador comum.

Esse artigo da Lei n. 10.438, de 2002, com tais mudanças, foi parcialmente regulamentado, para fins do Proinfa, pelo Decreto n. 5.025, de 30 de março de 2004. O decreto, inclusive, estabelece a diferença com o produtor independente de energia elétrica (PIE), sendo este a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente, para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco. Essa conceituação vem do art. 11 da Lei n. 9.074, de 7 de julho de 1995, a que criou os PIEs.

Entretanto, esse decreto, e de resto os demais regulamentos, não fizeram a devida inserção dos PIAs no ordenamento setorial, o que resultava, entre outras restrições dentro do Proinfa, no fato de que o produtor independente autônomo não poderia participar dos leilões de energia elétrica típicos de concessão, o que tornou desinteressante esse instituto, embora não houvesse necessidade de ele ser expressamente extinto. Diga-se que tal restrição abrangia grupos econômicos importantes que operam no setor elétrico e impedia que muitos integrantes do Proinfa participassem dos leilões de energia de novos empreendimentos, ou mesmo que viessem a se associar a outros empreendedores para participação nos leilões.

Foi assim que no referido processo de apreciação legislativa da Medida Provisória n. 351, de 2007, a Apine desenvolveu intenso trabalho de convencimento junto a lideranças no Congresso Nacional e às do Ministério de Minas e Energia (MME), para que se possibilitasse ao produtor independente autônomo a participação em leilões de concessão de geração. Depois de muito trabalho de convencimento, a associação conseguiu aprovar a inserção no art. 22 da futura lei convertida novo dispositivo, do § 6.° no art. 3.° da citada Lei n. 10.438, de 2002. Pelo dispositivo, ficou autorizado que, depois de período de três anos de realização da chamada pública, o PIA poderia alterar seu regime para produção independente de energia, mantidos os direitos e obrigações do regime anterior, cabendo à Eletrobras, operadora do Proinfa, promover eventuais alterações contratuais decorrentes. Registre-se que o citado Decreto n. 5.025, de 2004, conceitua chamada pública como sendo o ato de publicidade a ser adotado pela Eletrobras na compra de energia elétrica no âmbito do Proinfa, obedecendo à legislação aplicável.

Com isso, sem extinguir institucionalmente o produtor independente autônomo, o que seria contrário à segurança jurídica que todos os agentes do setor, inclusive a Eletrobras, requeriam para atuarem, esse instituto decaiu negocialmente dentro das operações setoriais como um todo, e os PIEs sobressaíram mais dentro do Proinfa.

O segundo sucesso obtido pela Apine durante o processo de apreciação da Medida Provisória n. 351, de 2007, diz respeito ao art. 24 da lei de conversão, que introduziu novo § 3.° ao art. 20 da Lei n. 10.848, de 15 de março de 2004. Esse dispositivo estabeleceu que as concessões de aproveitamentos hidrelétricos resultantes da separação das atividades de distribuição poderiam, a critério do poder concedente, ter o regime de exploração modificado para produção independente de energia, mediante a celebração de contrato oneroso de uso de bem público e com prazo de concessão igual ao prazo remanescente do contrato de concessão original.

> *Com a edição do Decreto n. 6.353, de 16 de janeiro de 2008, a regulamentação ficou consolidada dentro da ideia original da Apine, com o enfoque básico de que a energia de reserva é uma contratação adicional à contratação de energia feita para atender à carga conectada ao SIN, objetivando-se aumentar a confiabilidade do suprimento para fazer frente a situações especiais, como hidrologias muito adversas, crescimento do mercado acima das projeções, atraso de grandes obras, entre outras.*

Esse dispositivo, que não deve ser confundido com o § 4.°, introduzido no art. 20 da Lei n. 10.848, de 2004, pelo mesmo art. 24 da Lei n. 11.488, de 2007, relativo às PCHs e registrado no texto de outra conquista, trouxe poderoso estímulo ao crescimento da modalidade de produtor independente de energia elétrica nos negócios setoriais, em virtude de a desverticalização de atividades ter-se tornado obrigatória por aquela lei de 2004. Com a autorização legal, ficava desimpedido o caminho para o crescimento maior ainda da produção independente no País.

Foi outra vitória exemplar da Apine, que trabalhou de forma consistente e persistente para obtenção de aprovação da emenda resultante junto à Câmara dos Deputados, quando na extenuada apreciação da citada Medida Provisória n. 351, de 2007, norma legal que transcendia o interesse exclusivo de setor elétrico.

O terceiro sucesso é a denominada energia de reserva, mecanismo criado pelo art. 3.° da Lei n. 10.848, de 2004, que, por meio de seu § 3.°, genericamente autorizava o Poder Concedente a estabelecer reserva de capacidade de geração a ser contratada, visando à garantia da continuidade do fornecimento de energia elétrica. Nada mais fora dito. Com isso, a instituição da energia de reserva havia sido feita, mas sua operacionalização não foi implantada até a época do referido processo decisório da Medida Provisória n. 351, de 2007.

Durante as discussões desse processo na Câmara dos Deputados, a Apine lutou bastante pela aprovação de sua ideia no delineamento correto da energia de reserva. Sua proposta era para se contratar montantes de energia que não seriam adquiridos diretamente pelas distribuidoras para atender sua carga projetada, mas sim pelo sistema como um todo, ou seja, por todos os consumidores cativos ou livres. E exatamente com esse enfoque, foi aprovada a emenda que inseriu o art. 3.° A e seu parágrafo único à referida Lei n. 10.848, de 2004, estabelecendo que os custos da energia de reserva seriam rateados entre todos os usuários do sistema interligado nacional (SIN), e autorizando a regulamentação desse mecanismo, inclusive no que dizia respeito às diretrizes para realização dos respectivos leilões de energia de reserva.

A contribuição da Apine estendeu-se de forma mais detalhada à construção institucional do mecanismo, junto ao MME, à ANEEL e à Empresa de Pesquisa Energética (EPE), propondo critérios específicos para o tipo de contratação dessa energia. Um ponto importante foi de que - não sendo contratada para atender diretamente a carga - a energia de reserva tivesse alocada sua receita no curto prazo para reduzir os custos dessa energia para os consumidores.

Com a edição do Decreto n. 6.353, de 16 de janeiro de 2008, a regulamentação ficou consolidada dentro da ideia original da Apine, com o enfoque básico de que a energia de reserva é uma contratação adicional à contratação de energia feita para atender à carga conectada ao SIN, objetivando-se aumentar a confiabilidade do suprimento para fazer frente a situações especiais, como hidrologias muito adversas, crescimento do mercado acima das projeções, atraso de grandes obras, entre outras.

É sempre justo se delinear que tais pleitos obtidos com sucesso junto a ações legítimas perante o Congresso Nacional, principalmente na Câmara dos Deputados, onde se iniciam as matérias de medidas provisórias do Poder Executivo, em geral foram acompanhadas e apoiadas, por fim, pelo Ministério de Minas e Energia, senão tais sucessos legislativos seriam objeto de veto presidencial, resultando em sua inaplicação legal.

23 DE JUNHO DE 2008

ISENÇÃO DE IMPOSTO TERRITORIAL RURAL EM ÁREAS DE RESERVATÓRIOS DE HIDRELÉTRICAS

Por meio de trabalho convincente da Apine junto ao relator da matéria na Câmara dos Deputados, onde tal tramitação legislativa se inicia, a associação obteve sucesso ao conseguir a inserção da emenda que fazia a exclusão cirúrgica do ITR relativo às áreas alagadas por reservatórios de usinas hidrelétricas.

A questão da obrigação de recolhimento do imposto territorial rural (ITR) incidente sobre áreas alagadas por reservatórios de usinas hidrelétricas entrou na agenda da Apine há algum tempo, pelo menos desde final de 2005, quando o assunto chegou a ser discutido dentro da associação e se verificou que, antes da Constituição Federal de 1988, tais áreas alagadas eram isentas desse imposto. Mas pelo menos desde a edição da Lei n. 9.393, de 19 de dezembro de 1996, que regulamenta o ITR, entre outros assuntos, nenhuma excepcionalidade havia sido concedida a essas áreas utilizadas pelo setor elétrico.

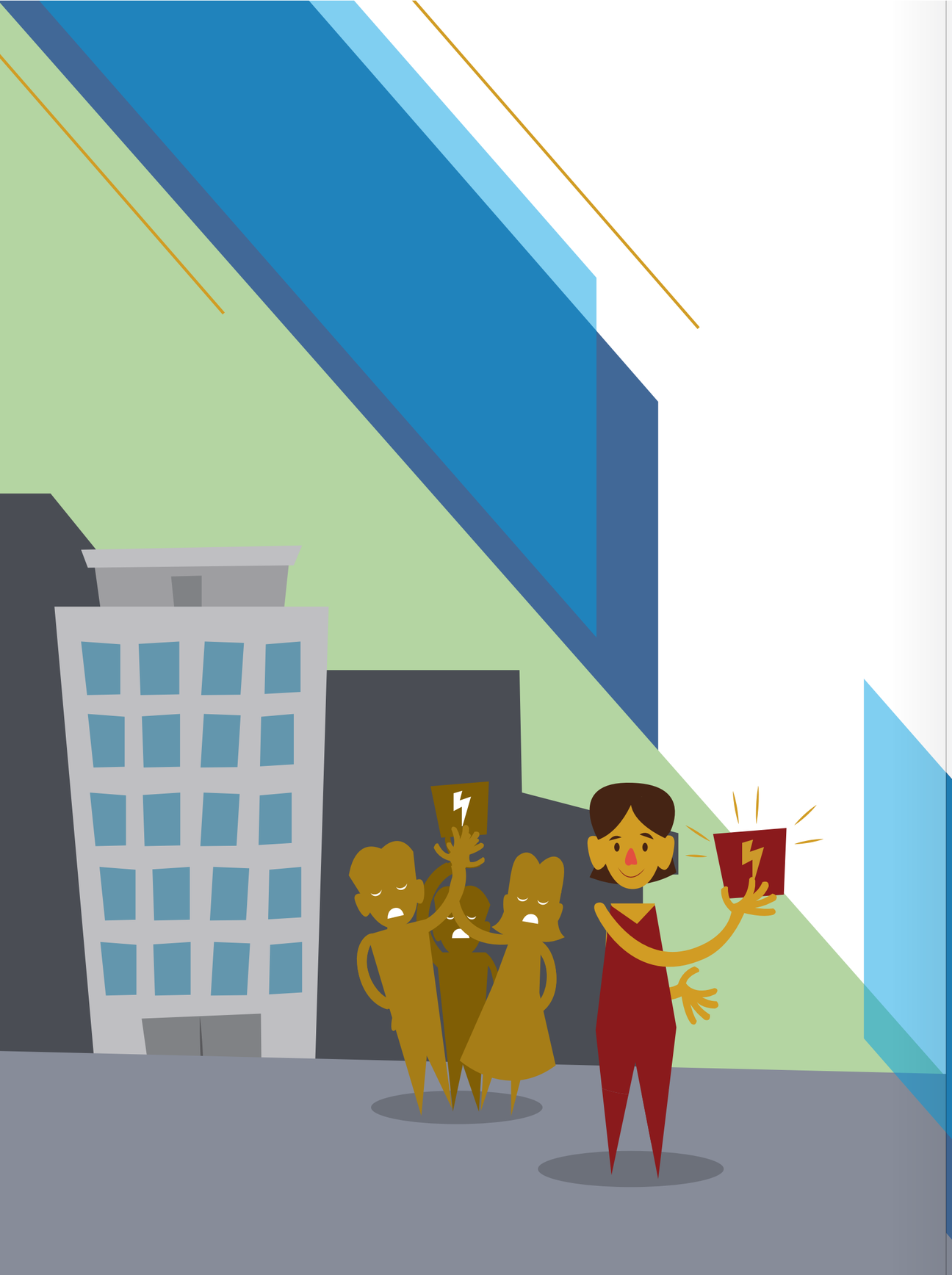
A discussão interna sobre esse assunto ampliou-se o suficiente para se definir dentro da Apine que a isenção tributária deveria ser positivada novamente por meio de projeto de lei específico, que foi elaborado pela associação mais para frente. Contudo, durante sua discussão com deputados que poderiam apoiar a proposta, chegou-se à conclusão que a tramitação legislativa federal seria mais fácil e rápida se obtida por meio de emenda simples em algum projeto de lei apropriado já em andamento, ou durante o processo de apreciação de medida provisória de cunho tributário, condição fundamental para sua imposição legal.

Para obtenção de redução de resistências parlamentares, a associação traçou a estratégia de no inciso II do art. 10 da citada Lei n. 9.393, de 1996, inserir nova alínea que excluiria da área tributável - apurada para cálculo do ITR devido pelos contribuintes de modo geral - áreas que fossem alagadas para fins de constituição de reservatório de usinas hidrelétricas autorizadas pelo poder público. Em termos objetivos, essa lei determinava quais eram os elementos necessários à imposição e cálculo desse tipo de tributo; por sua vez, o art. 10 escolhido referia-se à apuração e ao pagamento do ITR; e a nova alínea excluiria, entre outras excepcionalidades, tais áreas alagadas da que se chamava área tributável. Em síntese, com pouco mais de uma linha, a associação conseguiria cirurgicamente evitar a incidência tributária.

Foi no início de 2008 que a oportunidade se delineou, com a necessidade de apreciação pelo Congresso Nacional da Medida Provisória n. 413, de 3 de janeiro de 2008, que dispunha sobre diversas medidas tributárias – mas não a pretendida excepcionalidade no ITR. Por meio de trabalho convincente da Apine junto ao relator da matéria na Câmara dos Deputados, onde tal tramitação legislativa se inicia, a associação obteve sucesso ao conseguir a inserção da emenda que fazia a exclusão cirúrgica do ITR relativo às áreas alagadas por reservatórios de usinas hidrelétricas. Em sequência, o Projeto de Lei de Conversão n. 14/2008 com a emenda foi aprovado pela Câmara dos Deputados, em abril desse ano, assim como um mês depois, também o foi pelo Senado Federal.

Em 23 de junho de 2008, a Lei n. 11.727 foi sancionada com sucesso, já que a Apine obtivera junto ao Ministério de Minas e Energia e ao Ministério da Fazenda que a emenda não fosse vetada. Uma vez incorporada a matéria pelas instruções gerais da Secretaria da Receita Federal, mais uma difícil conquista da associação se materializou: a cada ano civil significativa despesa se abate dos ônus fiscais das concessionárias e autorizatárias de geração hidrelétrica, inclusive dos produtores independentes de energia elétrica.

“A questão da obrigação de recolhimento do imposto territorial rural (ITR) incidente sobre áreas alagadas por reservatórios de usinas hidrelétricas entrou na agenda da Apine há algum tempo, pelo menos desde final de 2005, quando o assunto chegou a ser discutido dentro da associação e se verificou que, antes da Constituição Federal de 1988, tais áreas alagadas eram isentas desse imposto.”



22 DE MARÇO DE 2011

NÃO PARTICIPAÇÃO NO RATEIO DAS PERDAS NA REDE BÁSICA PARA AGENTE CONECTADO FORA DELA

Na verdade, a conquista decorreu de um pleito quase geral dentro da Apine, já que o mérito dessa aspiração era evidente: se os geradores estão conectados nas demais instalações de transmissão (DITs), por que eles deveriam participar do rateio das perdas da rede básica à qual eles não estão ligados diretamente?

De modo geral, a rede de transmissão do sistema elétrico brasileiro é constituída de duas grandes partes: a rede básica e as demais instalações de transmissão. A rede básica é aquela em que cada componente do sistema de transmissão depende de concessão exclusiva, que funcionará com regras operativas aprovadas pela ANEEL, de forma a assegurar a otimização dos recursos eletroenergéticos. Já as demais instalações de transmissão compreendem principalmente as instalações de transmissão de âmbito próprio dos concessionários de distribuição e as de interesse restrito às usinas de geração.

A presente conquista diz respeito ao rateio de perdas ocorridas na rede básica para as usinas que não estão conectadas diretamente a ela. Na verdade, a conquista decorreu de um pleito quase geral dentro da Apine, já que o mérito dessa aspiração era evidente: se os geradores estão conectados nas demais instalações de transmissão (DITs), por que eles deveriam participar do rateio das perdas da rede básica à qual eles não estão ligados diretamente?

Mas a questão era que havia um antecedente. Apesar de essas usinas não estarem conectadas à rede básica, a determinação de participação no rateio das perdas nela por parte dos agentes ligados às DITs foi considerada válida para aqueles geradores cuja energia serviu de garantia para os contratos iniciais entre os geradores e distribuidores, tendo em vista que o preço da energia vendida considerava essa premissa. Acontece que, logo após o encerramento dos contratos iniciais, em 2006, essa determinação de participação no rateio de pardas da rede básica deveria ter sido extinta – e não foi.

Não obstante o mérito evidente, a ANEEL não aceitou simplesmente revogar a determinação. A agência argumentou que concordava que tais geradores não deveriam participar do rateio de perdas da rede básica, porém era necessário se criar uma regra para verificar se tais geradores ocasionavam perdas nas DITs. Em síntese, deixava de haver a obrigação de participação no rateio de perdas da rede básica e criava-se o comprometimento de participação no rateio de perdas das DITs.

> *A proposta viabilizava a extinção da obrigação de participação no rateio das perdas da rede básica, ao mesmo tempo em que propiciava que tais geradores participassem do rateio das perdas das DITS, porém utilizando uma metodologia inspirada nessa de localização das usinas.*

Com esse sentido, a ANEEL estabeleceu o processo de discussão ampla do assunto por meio da Audiência Pública n. 006, de 2011. A Apine participou ativamente dele, aproveitando sua experiência no desenvolvimento anterior da metodologia de localização das usinas para estabelecimento das tarifas de uso. De acordo com sua prática de trabalho mediante consenso prévio interno, a associação chegou tranquilamente a uma proposta técnica, encaminhada à agência e aceita, ainda que com alguma alteração. A proposta viabilizava a extinção da obrigação de participação no rateio das perdas da rede básica, ao mesmo tempo em que propiciava que tais geradores participassem do rateio das perdas das DITS, porém utilizando uma metodologia inspirada nessa de localização das usinas. Na prática atribuía também perda *zero* nas DITs para a grande maioria dos geradores, pois como diminuem o nível de perdas nessa parte do sistema, eles, apesar de participarem do rateio, têm custo *zero*.

Em consequência, a ANEEL emitiu o Despacho n. 1.261, de 22 de março de 2011, em que o diretor geral da agência determinou que a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) procedesse ao ajuste, no âmbito das regras de comercialização, da classificação das usinas conectadas às DITs como não participantes do rateio de perdas elétricas na rede básica. Contudo, essa disposição não se aplicava àquelas usinas com conexão simultânea às DITs e à rede básica.

Com essa medida, o benefício final ficou evidente: retirando-se a obrigação da participação do rateio de perdas da rede básica, os geradores conectados às DITs conseguiram aumentar em 3% o valor da energia disponível para contratação, o que de fato foi um resultado financeiro muito bom.

28 DE JUNHO DE 2011

APLICAÇÃO DO CRITÉRIO LOCACIONAL NAS TARIFAS DE USO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS

A Apine vem, há muito tempo, realizando debates internos e estudos para tratar da aplicação do sinal locacional nas tarifas de transmissão, como comanda a Lei n. 10.848, de 15 de março de 2004, e da implementação desse critério locacional nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição pelas geradoras (TUSDg).

A Apine vem, há muito tempo, realizando debates internos e estudos para tratar da aplicação do sinal locacional nas tarifas de transmissão, como comanda a Lei n. 10.848, de 15 de março de 2004, e da implementação desse critério locacional nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição pelas geradoras (TUSDg). O sinal locacional nada mais significa do que entender como se pode atribuir a cada agente gerador o real custo do transporte da energia que dele resulta ao se conectar ao sistema elétrico.

Essa relevância de estudar a matéria pela Apine advém do crescente nível dos investimentos feitos pelos agentes setoriais nos sistemas de transmissão e distribuição. Obviamente, esse movimento levou os encargos de uso dos sistemas a atingir níveis relevantes na estrutura de gastos das geradoras, inclusive suas associadas.

A evolução desses primeiros estudos e debates internos levou a associação a superar os conflitos de interesse que surgiram inicialmente entre seus associados, tendo em vista a constatação de que no longo prazo todas as associadas ganhariam com a implantação do sinal locacional nos sistemas, pois sua implementação significava expansão efetuada ao menor custo global. Além desse consenso, a Apine definiu que não seria a favor da implementação do sinal locacional somente para as associadas que se beneficiariam, mas também para as prejudicadas, mesmo com escalonamento defendido por ela do sinal para estes últimos agentes.

Assim, a associação passou a discutir com a ANEEL como se daria o aumento do sinal locacional na transmissão, bem como a sua implantação na TUSDg. Com a decisão da ANEEL de contratar consultoria especializada no assunto para ajudá-la a entender a complexidade do assunto, para tomar decisões, a Apine optou por apresentar à agência, em 2006, sua proposta de metodologia, conseguida à custa dos citados estudos e debates internos.

Tomando iniciativa, a ANEEL, uma vez concluídos seus estudos relacionados à futura nova metodologia de cálculo de tarifas pelo uso dos sistemas elétricos, e tendo ainda como base a proposta apresentada pela Apine, abriu a Audiência Pública n. 26, de 2008. Esse ponto está claro na nota técnica da agência, datada de 14 de abril de 2008, que orientou inicialmente a audiência pública. Em seu item 21, a nota técnica diz literalmente: *Além disso, a ANEEL tem recebido contribuições dos agentes interessados, das quais pode-se destacar o estudo encaminhado no ano de 2006 pela Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica – Apine, que propõe a aplicação da metodologia nodal. Complementarmente, foram recebidas contribuições sobre a TUSDg no âmbito da Audiência Pública n.º 10/2005*.

E foi exatamente a metodologia nodal aquela tomada como base para cálculo de expressão importante das tarifas da TUSDg, como ficou registrado na Resolução Normativa ANEEL n. 349, de 13 de janeiro de 2009, norma resultante do processo de discussão da referida audiência pública de 2008, que estabeleceu os critérios para o cálculo locacional da tarifa de uso dos sistemas de distribuição aplicável às centrais geradoras (TUSDg), conectadas no nível de tensão de 138 kV ou 88 kV. Mas esse foi apenas o primeiro tempo das decisões.

Após esse marco da atuação da associação junto ao regulador, um novo desafio estaria por vir. Como sabida, e esperada, a implantação do cálculo locacional na TUSDg implicou aumento significativo nas tarifas de determinados geradores, notadamente aqueles que se localizavam distantes dos centros de carga.

Novamente, diversas foram as reuniões e encontros entre os associados para estudar e debater o fato, bem como as possíveis alternativas de solução do problema, sempre com equilíbrio e moderação entre todos, primando pelo respaldo técnico e coerência de posicionamentos.

Como o tema urgia para os afetados – as faturas começariam a chegar – era tempo de se levar uma proposta consistente à ANEEL, a partir da qual, como costume, seguiram-se novas reuniões na agência, até que fosse encontrada uma solução.

E foi exatamente a metodologia nodal aquela tomada como base para cálculo de expressão importante das tarifas da TUSDg, como ficou registrado na Resolução Normativa ANEEL n. 349, de 13 de janeiro de 2009, norma resultante do processo de discussão da referida audiência pública de 2008, que estabeleceu os critérios para o cálculo locacional da tarifa de uso dos sistemas de distribuição aplicável às centrais geradoras (TUSDg), conectadas no nível de tensão de 138 kV ou 88 kV.

Foi nesse cenário que a ANEEL abriu a Audiência Pública n. 031, de 2010, com a agenda de se obterem subsídios e informações adicionais para discussão quanto: aos pedidos de invalidação da citada Resolução Normativa ANEEL n. 349, de 2009, e da Resolução Homologatória ANEEL n. 845, de 30 de junho de 2009, que homologava as TUSDg relativas ao ciclo tarifário 2009/2010; e à forma de pagamento da TUSDg estabelecida nessa resolução normativa, que transferia para as distribuidoras a responsabilidade pelo pagamento dos custos de uso da transmissão dos geradores conectados às instalações de transmissão que não fossem da rede básica. Por fim os subsídios e informações adicionais seriam destinados também à recomposição do impacto da suspensão dos efeitos e de eventual invalidação dessas duas resoluções sobre o processo tarifário das concessionárias de distribuição acessadas.

A Apine, além da contribuição enviada, compareceu à parte presencial da audiência pública, por meio do presidente do Conselho de Administração, que defendeu o posicionamento da associação no que se referia à manutenção das citadas resoluções normativa e homologatória, com o objetivo de manter a estabilidade regulatória. Esse processo decisório deu origem à Resolução Normativa ANEEL n. 439, de 28 de junho de 2011.

A nova conquista dela oriunda, além da manutenção de todos os ganhos relatados, adveio da regra de transição, escalonada em oito anos, para os geradores que haviam percebido majoração em suas tarifas. Também foi conseguida a implantação de limitador tarifário, que evitava o desvio à convergência tarifária, assim como se obteve a definição prévia de tarifas para o ambiente de contratação regulada (ACR), ponto fundamental para a previsibilidade e segurança dos empreendedores quando da participação nos leilões públicos de energia.

Em termos meramente de atualização da questão, deve-se registrar que sobre ela ainda ocorreram novos desdobramentos em função da edição da Medida Provisória n. 579, de 11 de setembro de 2012, convertida na Lei n. 12.783, de 11 de janeiro de 2013, já que a própria ANEEL decidiu abrir a Audiência Pública n. 098, de 2012, para tratar do cálculo extraordinário das tarifas de uso dos sistemas de distribuição (TUSDg) aplicável às centrais geradoras de referência, de modo a considerar os efeitos dessa medida provisória.

Essa medida provisória previa, entre outros, o estabelecimento de novas receitas anuais permitidas (RAPs) para as concessionárias de serviço público de transmissão e tarifas para concessionárias de serviço público de geração que optassem pela prorrogação de seus contratos de concessão até 11 de dezembro de 2012. Seu regulamento, o Decreto n. 7.805, de 14 de setembro de 2012, por sua vez, definiu que a ANEEL procedesse a cálculo extraordinário da TUST, definindo um novo nível tarifário que deveria ser aplicado a partir de 1.° de janeiro de 2013 e uma revisão extraordinária das concessionárias de distribuição, sem prejuízo do reajuste previsto nos contratos de concessão, de maneira a refletir os benefícios previstos com a prorrogação das concessões. Vale lembrar que RAP é a receita anual a que a concessionária tem direito - a partir da entrada em operação comercial de suas instalações de transmissão - pela prestação do serviço público de transmissão aos usuários dessas instalações.

Em decorrência, a agência publicou a Resolução Normativa ANEEL n. 523, de 17 de dezembro de 2012, estabelecendo as disposições relativas do cálculo extraordinário das TUSTs. Tal resolução ainda foi objeto de ab-rogação pela Resolução Normativa ANEEL n. 559, de 27 de junho de 2013, fruto da Audiência Pública ANEEL n. 40, de 2013.

8 DE JULHO DE 2011

RETORNO AOS MONTANTES DE REPOSIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

> *Tal alteração dotou as distribuidoras de total discricionariedade para a substituição de energia dita existente por energia nova, revogando-se um dos pilares do modelo vigente.*

O atual modelo comercial do setor elétrico, instituído em 2004 por meio da Lei n. 10.848, de 15 de março, teve por objetivo fundamental estabelecer as regras de comercialização de energia elétrica, propiciando a retomada do planejamento e operação do sistema elétrico alicerçados nos pilares da segurança energética, da modicidade tarifária e da universalização do acesso à energia elétrica. Para isso, a concepção básica do modelo foi a da efetivação dos negócios mediante contratação em dois tipos de ambiente: o regulado, que atende o mercado cativo das distribuidoras mediante pagamento de tarifas pelos consumidores; e o livre, afeto à contratação direta entre consumidores, geradores e comercializadores, por meio de negociação livre de preços e demais condições. A lei instituidora foi regulamentada pelo Decreto n. 5.163, de 30 de julho de 2004, que deu operacionalidade ao modelo, com ulteriores e detalhados complementos resolutivos da ANEEL.

Dentro do segmento regulado, com a finalidade de alcançar a contratação com base na modicidade tarifária, foram instituídos os chamados leilões regulados, mecanismo pelo qual as distribuidoras adquirem energia necessária para atendimento da totalidade de seus mercados cativos, pela menor tarifa. Tal contratação é feita por meio da realização de leilões de energia existente, cuja energia já está disponível no sistema, e leilões de energia nova, cuja energia será produzida por novos empreendimentos de geração ainda não comercialmente em operação.

> *A Apine atuou junto ao Ministério de Minas de Energia (MME) e à Empresa de Pesquisa Energética (EPE), visando à manutenção da regra do montante de reposição, empreitada em que foi bem sucedida, com a emissão do Decreto 7.521, de 8 de julho de 2011, que revogou a alteração anterior.*

A expansão segura da oferta de energia é garantida por meio da realização de leilões de energia nova, enquanto que os leilões de energia existente visam a manter a energia que existe no momento da contratação no ambiente regulado, evitando-se assim custos adicionais com expansão desnecessária. Nesta linha de entendimento, foi instituída, a partir de 2009, a obrigação de recontratação de pelo menos 96% da energia existente no portfólio de contratos das distribuidoras, denominado montante de reposição, sob pena de repasse parcial dos respectivos custos de aquisição. Decorrente dessa obrigação, foram feitos aperfeiçoamentos na regulamentação ao longo dos anos de 2010 e 2011, de forma a ajustar os critérios para cálculo do montante de reposição e das contratações adicionais, entre as quais houve importante atuação da Apine.

Contudo, a partir de 29 de setembro de 2010, foi promovida alteração *infralegal* no modelo, por meio da publicação do Decreto n. 7.317, eliminando-se a obrigação de recontratação do limite mínimo (96%) de energia existente, o qual passou a ser o menor valor entre o calculado (96%) e o declarado pela distribuidora, sem prejuízo de repasse tarifário dos custos de aquisição para a distribuidora. Tal alteração dotou as distribuidoras de total discricionariedade para a substituição de energia dita existente por energia nova, revogando-se um dos pilares do modelo vigente. No caso extremo, as distribuidoras poderiam contratar antecipadamente, em leilões de energia nova - A-5 e A-3, o que significa, respectivamente, entrada da energia no quinto ou terceiro ano depois do ano base A -, toda a sua redução de contratos de energia existente, sem qualquer ônus ou limite de repasse de valores, comprometendo-se a modicidade tarifária e gerando-se uma *sobreoeferta* no sistema, que remanesceria com ônus para os geradores detentores de usinas existentes.

Registre-se que o assunto foi devidamente complementado pela Resolução Normativa ANEEL n. 421, de 30 de novembro de 2010, publicada em 8 de dezembro de 2010, a partir da qual passou a ser aplicada a alteração comandada pelo decreto.

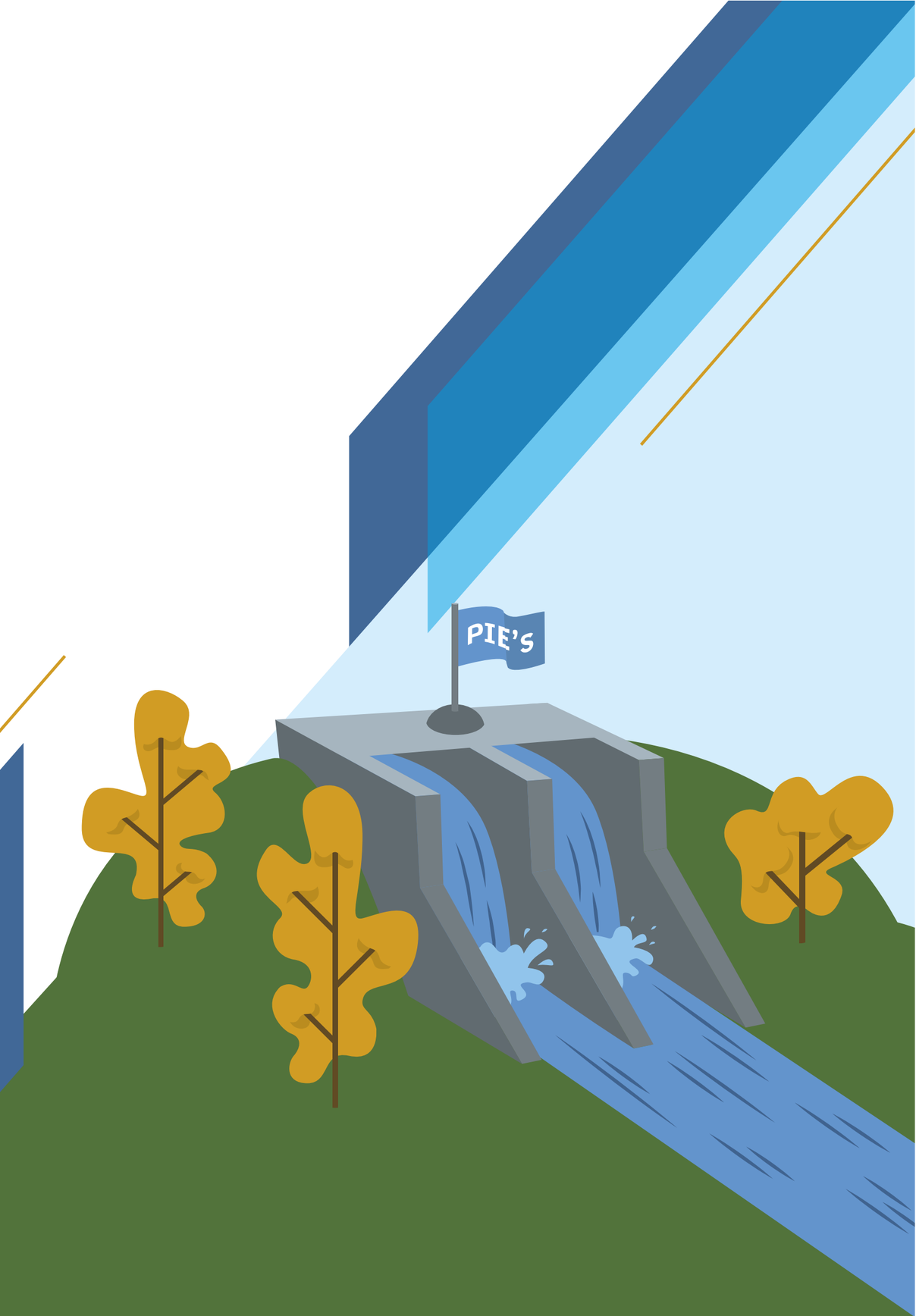
A Apine atuou junto ao Ministério de Minas de Energia (MME) e à Empresa de Pesquisa Energética (EPE), visando à manutenção da regra do montante de reposição, empreitada em que foi bem sucedida, com a emissão do Decreto 7.521, de 8 de julho de 2011, que revogou a alteração anterior. Com isso, retomou-se a regra que penaliza as distribuidoras que adquirirem energia nova acima do montante de reposição e induz contratação de energia nova de acordo com o crescimento da demanda, evitando-se sobreoferta no sistema interligado.

O processo foi concluído com a edição da Resolução Normativa ANEEL n. 450, de 27 de setembro de 2011, que alterou os dispositivos correspondentes à Resolução Normativa ANEEL n. 421, de 2010. Certamente foi uma grande conquista da Apine.

6 DE DEZEMBRO DE 2011

CONVERSÃO DE REGIME DE SERVIÇO PÚBLICO DE PCH EM PRODUTOR INDEPENDENTE

> *A partir desse entendimento, a Apine considerou o sucesso então obtido como a primeira etapa, passando a haver a necessidade de outra etapa, a de inserir na lei do modelo comercial do setor um novo dispositivo que permitisse às demais empresas concessionárias que passaram pelo processo de desverticalização, independente de exigência legal, alterar o regime de outorga.*



Por meio da Lei n. 10.848, de 15 de março de 2004, foram feitas várias alterações do art. 4.º da Lei 9.074, de 7 de julho de 1995, sendo determinada, entre elas, a separação das atividades de geração, transmissão e distribuição, desenvolvendo-as cada uma sob responsabilidade de pessoas jurídicas diferentes. O objetivo dessa separação, conhecida como desverticalização de atividades, foi a implementação de maior competitividade entre os agentes, a segurança de fornecimento ao mercado consumidor e a modicidade tarifária.

No intuito de se adotarem medidas e ações que pudessem propiciar a efetiva competitividade às empresas de geração que resultassem da segregação de atividades, especialmente aquelas que operam com usinas hidrelétricas com pequena capacidade instalada, a Apine propôs ao Congresso Nacional, pegando carona durante as discussões do processo de apreciação da Medida Provisória n. 351, de 22 de janeiro de 2007, sugestões que pudessem dar isonomia a fontes idênticas de geração elétrica, mas que se encontravam em condições absolutamente desiguais em razão da característica de outorga a que estavam submetidas. Nesse processo, o Congresso Nacional acabou aprovando a conversão da medida provisória na Lei n.11.488, de 15 de junho de 2007, que, entre outras disposições, criou o já citado em outras conquistas Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura – REIDI.

A ação se justificava em virtude de a legislação setorial, especialmente a Lei n. 9.427, de 26 de dezembro de 1996, incentivar as usinas hidrelétricas com pequena capacidade instalada quando as mesmas se destinassem à produção independente de energia elétrica, não o fazendo para as de serviço público. Uma das diferenças de tratamento dizia respeito ao desconto de no mínimo cinquenta por cento nos encargos de uso do sistema elétrico de transmissão e distribuição que o produtor independente tinha e não era estendido ao gerador de serviço público. Consequentemente, esse desconto não poderia ser repassado para consumidores especiais nos contratos de compra e venda de energia elétrica com o gerador de serviço público.

Assim, a proposta básica da Apine estabelecia que as concessões de aproveitamentos hidrelétricos resultantes da separação das atividades de distribuição pudessem, a critério do poder concedente, ter o regime de exploração modificado para produção independente de energia. Essa proposta foi exaustivamente trabalhada pela Apine junto ao relator da citada Medida Provisória n. 351, de 2007, na Câmara dos Deputados, que acatou o pleito, incorporando-a como novo § 3.º do art. 20 da dita Lei n. 10.848, de 2004.

No relatório final encaminhado para apreciação do Congresso Nacional, o relator da medida provisória explicitou que, ao acatar a emenda, pretendia *ampliar as possibilidades de comercialização das centrais geradores com características de pequenas centrais hidrelétricas (PCH) e de empreendimentos que serão construídos e possuam outorga de serviço público, desde que oriundas de processo de desverticalização, estendendo-lhes os benefícios conferidos às PCHs por lei.*

Dessa forma, não restam dúvidas de que a intenção foi dar isonomia aos empreendimentos hidrelétricos nas mesmas condições técnicas, estendendo àqueles empreendimentos que até então permaneceram na condição outorgada de serviço público os mesmos incentivos regulatórios destinados aos produtores independentes de energia elétrica.

Infelizmente, esse novo entendimento do art. 20 da Lei n. 10.848, de 2004, não restou aplicado de forma geral, como se buscava. Com a redação dada pela Lei n. 11.488, de 2007, não ficou claro se haveria a extensão do alcance dele a todas as concessionárias que passaram pelo processo de separação de atividades, independente do momento. Ou seja, algumas concessionárias estariam dentro da redação do novo § 3.º do art. 20, outras não. Tal inteligência se devia ao fato de esse dispositivo fazer referência a outorgas de aproveitamentos hidrelétricos resultantes da adaptação às disposições contidas nos §§ 5.º, 6.º e 7.º do art. 4.º da Lei n. 9.074, de 1995, o que restringia a aplicação temporal do dispositivo. Portanto, as empresas que anteciparam a decisão de separar as atividades, visando a atender os preceitos introduzidos pelo Projeto Reseb, não estariam cobertas com as mesmas prerrogativas.

A partir desse entendimento, a Apine considerou o sucesso então obtido como a primeira etapa, passando a haver a necessidade de outra etapa, a de inserir na lei do modelo comercial do setor um novo dispositivo que permitisse às demais empresas concessionárias que passaram pelo processo de desverticalização, independente de exigência legal, alterar o regime de outorga.

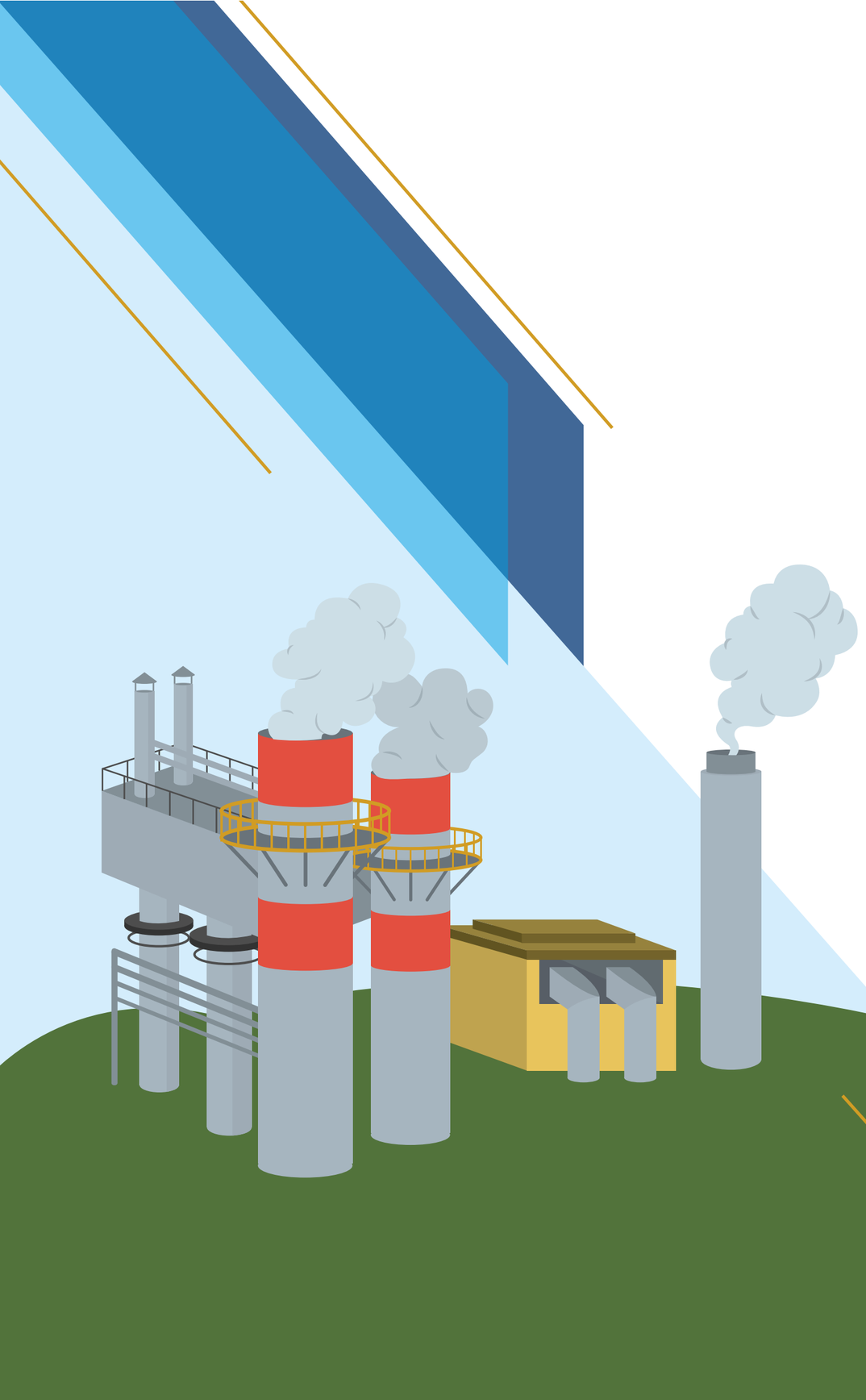
A oportunidade apareceu dois anos depois, no processo de apreciação da Medida Provisória n. 466, de 29 de julho de 2009. Novamente, a Apine conseguiu inserir na futura Lei n. 12.111, de 9 de dezembro de 2009, novo parágrafo, o § 5.°, ao art. 20 da Lei n. 10.848, de 2004, a citada lei do modelo comercial. Com essa emenda, ficou permitido que todas as empresas que tivessem outorgas dadas a partir de 5 de outubro de 1988, data de vigência da atual Constituição Federal – independentemente da forma que passaram pelo processo de desverticalização –, pudessem alterar o regime de outorga de usinas com capacidade inferior a 50 MW de serviço público para produtor independente.

No entanto, a matéria teria ainda que ser regulamentada para que as empresas pudessem efetivamente alterar o regime de outorga, o que após muita insistência da Apine, até para decidir o foro competente para elaborar a regulamentação, resultou por fim ser o da ANEEL. Depois de o assunto ser pautado pela Audiência Pública ANEEL n. 30, de 2011, foi emitida a Resolução Normativa ANEEL n. 467, de 6 de dezembro de 2011.

Com a aplicação generalizada da norma, diversas empresas foram beneficiadas e se obteve, pelo menos no quesito titularidade de outorga, isonomia a todos os agentes de geração em pequenas centrais hidrelétricas.

Deve-se registrar que pela recente Lei n. 13.097, de 19 de janeiro de 2015, o desconto de pelo menos cinquenta por cento no uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição passou a ser mantido para usinas hidrelétricas de produção independente ou de autoprodução, com características de pequenas centrais hidrelétricas, de potência superior a três mil watts e não superior a trinta mil watts, e qualquer usina hidrelétrica de potência igual ou inferior a três mil watts.

> *“No intuito de se adotarem medidas e ações que pudessem propiciar a efetiva competitividade às empresas de geração que resultassem da segregação de atividades, especialmente aquelas que operam com usinas hidrelétricas com pequena capacidade instalada, a Apine propôs ao Congresso Nacional, pegando carona durante as discussões do processo de apreciação da Medida Provisória n. 351, de 22 de janeiro de 2007, sugestões que pudessem dar isonomia a fontes idênticas de geração elétrica, mas que se encontravam em condições absolutamente desiguais em razão da característica de outorga a que estavam submetidas.”*



29 DE DEZEMBRO DE 2011

PLEITOS ATENDIDOS SOBRE TERMO DE GARANTIA E INDISPONIBILIDADES DE GÁS A TERMELÉTRICAS

> *Esse reconhecimento, ao longo do tempo, gerou um grande passivo de energia contenciosa para os geradores termelétricos, que veio a ser contingenciado como indisponibilidades passadas.*

Em fevereiro de 2000, foi implantado um programa de incentivo à expansão de geração termelétrica, denominado Programa Prioritário de Termeletricidade (PPT), por meio do Decreto n. 3.371, de 24 de fevereiro de 2000. Esse programa objetivava aumentar a garantia do atendimento à demanda, incrementando a participação da geração térmica na matriz energética nacional, e com isso reduzindo a dependência desse atendimento às condições hidrológicas.

O programa estabeleceu várias prerrogativas para os empreendedores que viessem a participar do mesmo, entre as quais a garantia de suprimento de gás natural, pelo prazo de até vinte anos, de acordo com as regras a serem estabelecidas pelo próprio Ministério de Minas e Energia (MME). É importante que se diga que a conjuntura era de crescente probabilidade da ocorrência de racionamento, o que demonstra que a adoção de tal política pública foi acertada.

Ocorre que não houve perfeita concatenação entre as obras de implantação das termelétricas e dos respectivos gasodutos necessários ao suprimento do gás natural contratado. Com isso tais térmicas deixaram em várias ocasiões de atender à instrução de despacho do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) por indisponibilidade de combustível.

Nesse cenário, a ANEEL criou regras considerando como indisponibilidades das centrais termelétricas a falta de combustível para atender ao despacho determinado, o que resultava na redução da garantia física desses empreendimentos, imputando a essas centrais a responsabilidade pela não entrega do gás para geração de energia elétrica. Esse reconhecimento, ao longo do tempo, gerou um grande passivo de energia contenciosa para os geradores termelétricos, que veio a ser contingenciado como indisponibilidades passadas. Resolver isso era parte da questão; a outra parte, talvez mais importante, era que a oferta de gás natural voltasse a ser assegurada pela Petrobras com a prioridade requerida.

De forma a tentar restabelecer a garantia de gás natural de forma gradual, a ANEEL e a Petrobras firmaram um termo de compromisso (TC), em 04 de maio de 2007, pelo qual a Petrobras se comprometia com um cronograma de disponibilização de gás para as centrais termelétricas. Isso permitiu efetivo avanço no que se refere à segurança de abastecimento de energia, mas previsto para valer até 31 de dezembro de 2011.

Evidentemente, com a devida antecedência, em 31 de janeiro de 2011, a Apine encaminhou carta à ANEEL, propondo a discussão de mecanismos que possibilitassem a recomposição da garantia física de geradores termelétricos afetados pela falta de combustível no passado e da sua oferta no futuro. Em decorrência, após o estudo do problema internamente, a agência acabou convocando a Audiência Pública n. 31, de 2011, na forma documental e presencial em 10 de junho desse ano. A Apine participou dela mediante envio de contribuições escritas e apresentação realizada em seu nome por representante de associada. Em ambos os mecanismos de requerimento, a associação fez clara defesa, sobretudo, da necessidade de haver renovação do termo de compromisso de garantia da oferta do gás natural que se extinguiria no fim do ano.

Em 29 de novembro de 2011, a ANEEL emitiu a Resolução Normativa n. 466, dispondo que as usinas termelétricas despachadas centralizadamente poderiam, quando autorizado pelo ONS, gerar energia fora da ordem de mérito de custo com o objetivo de compensar indisponibilidades passadas em função da falta de combustível, verificadas até a data de publicação da resolução, que foi 22 de dezembro de 2011.

A demora de quase um mês para publicar a resolução normativa provavelmente se deveu à espera da carta de renovação de compromisso da Petrobras, que foi assinada em 16 desse mês dezembro. Pela carta de renovação de compromisso, a Petrobras garantia a oferta de combustível para um total de geração térmica de 6.452,9 MW, até 31 de dezembro de 2015, com prorrogação automática de mais quatro anos, desde que não houvesse manifestação em contrário da ANEEL ou da Petrobras, e que a agência concordasse com os termos da carta e as usinas tivessem suas garantias físicas reconhecidas pelo MME.

O Despacho n. 4.988, de 29 de dezembro de 2011, emitido por dois superintendentes da ANEEL, aprovou a carta de compromisso da Petrobras, conforme requerido. Esse despacho foi publicado no Diário Oficial da União no dia 30 de dezembro, um dia antes da extinção do termo de compromisso anterior! No mesmo dia, foi publicada a Portaria n. 048, de 29 de dezembro de 2011, do Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético do MME, reconhecendo por fim as garantias físicas de centrais novas e daquelas já reconhecidas para fins do termo de compromisso anterior. Foi uma vitória completa.

“Evidentemente, com a devida antecedência, em 31 de janeiro de 2011, a Apine encaminhou carta à ANEEL, propondo a discussão de mecanismos que possibilitassem a recomposição da garantia física de geradores termelétricos afetados pela falta de combustível no passado e da sua oferta no futuro.”

25 DE MAIO DE 2012

APROVAÇÃO DE EMENDAS DOS PRODUTORES INDEPENDENTES NO CHAMADO CÓDIGO FLORESTAL

Durante o ano de 2011, a Apine continuou a articulação do FMASE no processo de elaboração do Código Florestal, quando participou de mais de cinquenta reuniões com os parlamentares durante a tramitação do projeto de lei na Câmara dos Deputados e no Senado Federal.

O início das discussões sobre o assunto deu-se em 2009, em função do Decreto n. 6.514, de 22 de julho de 2008, que, no âmbito regulamentar, dispunha sobre infrações e sanções administrativas ao meio ambiente e seus devidos processos administrativos federais. Entre inúmeras disposições, esse regulamento estipulava determinado prazo para averbação da reserva legal das propriedades rurais, prazo esse que foi sucessivamente prorrogado por meio de decretos supervenientes.

Essas discussões, ainda no âmbito do Poder Executivo, foram coordenadas pela Casa Civil da Presidência da República, com participação do Ministério de Minas e Energia (MME) e Ministério do Meio Ambiente (MMA). O que importava à Apine era o fato de que, pela leitura da redação genérica do decreto, havia risco de ser interpretado que as obrigações referentes aos proprietários rurais sobre reservas legais deveriam ser transferidas, ou até mesmo cobradas, dos empreendimentos do setor elétrico, na esfera dos processos de licenciamento.

A partir de 2010, já durante o processo legislativo de elaboração do projeto de lei alcunhado de Código Florestal, a Apine procurou fazer intensa articulação do Fórum de Meio Ambiente do Setor Elétrico (FMASE), então conduzido pelo presidente do Conselho de Administração da associação, junto aos agentes políticos envolvidos, não só do Congresso Nacional como também do Governo Federal.

“Os principais êxitos no sentido exclusivo de positivação foram: definição de limites mínimo e máximo de áreas de preservação permanente no entorno dos reservatórios; não exigência da reserva legal aos empreendimentos do setor; e solução para as áreas de preservação permanente no entorno de reservatórios implantados anteriormente a 2001.”

Nesse afã, o FMASE conseguiu fechar a proposta do setor elétrico para o Código Florestal, trabalhando com quatro premissas que ajudaram a defender os interesses dos produtores independentes de energia elétrica no processo: inserção de limite máximo para as áreas de preservação permanente (APPs) no espaço rural e urbano; necessidade de plano de conservação e uso do entorno de reservatórios artificiais (Pacuera) somente para novos empreendimentos; possibilidade do pagamento de servidão administrativa em APPs de reservatório de geração elétrica; e não incidência da reserva legal nas propriedades rurais envolvidas em concessão, permissão ou autorização de energia elétrica.

Durante o ano de 2011, a Apine continuou a articulação do FMASE no processo de elaboração do Código Florestal, quando participou de mais de cinquenta reuniões com os parlamentares durante a tramitação do projeto de lei na Câmara dos Deputados e no Senado Federal. Articulou-se também junto ao Governo Federal, com participação em várias reuniões na Casa Civil, no Núcleo Estratégico Socioambiental (Nesa) do MME, e no MMA, Eletrobras, Conama, entre outros fóruns. Procurou ir além, contratando parecer jurídico do ex-ministro Nelson Jobim para reforçar juridicamente suas posições, e buscou difundir os argumentos de mérito dessas posições, ao publicar vários artigos sobre o tema, em revistas e jornais.

Com a sanção da Lei n. 12.651, de 25 de maio de 2012, que revogou o antigo Código Florestal, sem recompor formalmente essa alcunha, o setor elétrico, como um todo, obteve êxito em seus pleitos iniciais, bem como conseguiu suprimir ou adaptar os dispositivos que se caracterizavam como riscos aos empreendimentos setoriais. Os principais êxitos no sentido exclusivo de positivação foram: definição de limites mínimo e máximo de áreas de preservação permanente no entorno dos reservatórios; não exigência da reserva legal aos empreendimentos do setor; e solução para as áreas de preservação permanente no entorno de reservatórios implantados anteriormente a 2001.

Durante o processo de discussão do projeto de lei, chegou-se a estimar que o impacto oneroso das chamadas áreas de preservação permanente dos reservatórios antigos seria da ordem de 30 bilhões de reais a débito do setor elétrico, o que seria inconcebível.

14 DE AGOSTO DE 2012

PARTICIPAÇÃO RETROSPECTIVA EM ATUALIZAÇÃO CONTÁBIL E PESQUISA E DESENVOLVIMENTO

Chegou a desenvolver o Estudo para Elaboração de Proposta de Regulamentação dos Aspectos Socioambientais de Empreendimentos em Operação, com vistas a elucidar aspectos da apropriação dos custos dos associados ligados ao meio ambiente e ao meio social, circunspectos a seus projetos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Entre vários aspectos que são de suma importância para a indústria de serviços públicos de energia elétrica como um todo estão dois não ligados ao sistema físico em si, mas bastantes relevantes em suas funções auxiliares: a questão técnica dos lançamentos e assentamentos contábeis da indústria e a questão relativa à pesquisa e ao desenvolvimento desses serviços elétricos com boa intervenção no ambiente socioambiental.

No que diz respeito à questão contábil, há décadas que o setor elétrico busca o permanente aperfeiçoamento e atualização dos elementos básicos da contabilidade dos serviços públicos de energia elétrica, até por que, durante décadas a remuneração dos agentes concessionários, geração, transmissão e distribuição de eletricidade, foi calculada com base no custo de serviço reconhecido pelo Poder Concedente. Nada então era tão importante quanto investir no trato correto desse campo tão complexo dos serviços indicados.

Assim, sempre houve uma referência formal para a contabilidade setorial que, além de complexa, era *sui generis*, a qual por muito tempo foi chamada de *Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica*, sob emissão e atualização a cargo do extinto Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE). E não é surpresa se verificar que a primeira resolução da ANEEL foi aprovar o novo *Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica*, o que foi feito pela Resolução ANEEL n. 1, de 24 de dezembro de 1997, poucos dias depois de formalmente constituída a agência.

Menos de quatro anos depois, em 26 de outubro de 2001, a agência emitiu a Resolução ANEEL n. 444, que revogou essa Resolução ANEEL n. 1, de 1997, e instituiu no lugar do plano de contas o *Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica*. De lá para cá, nada menos do que doze atos normativos da ANEEL fizeram algum tipo de alteração nesse manual, sendo a última, a Resolução Normativa ANEEL n. 605, de 11 de março de 2014, a que aprova o atual *Manual de Contabilidade do Setor Elétrico* e revoga a referida Resolução ANEEL n. 444, de 2001.

A Apine tem acompanhado, com intensa discussão interna, esses elementos evolutivos da contabilidade setorial, já que são de interesse direto de seus associados. Talvez o momento mais marcante dessa discussão seja o da aprovação do atual manual de contabilidade, em que dois importantes elementos se introduziram nos aspectos gerais do requisito de sua atualização: a necessidade de se adequar a contabilidade setorial aos novos parâmetros típicos da contabilidade internacional trazidos pela Lei n. 11.638, de 28 de dezembro de 2007, que alterou vários dispositivos da Lei das Sociedades Anônimas, a Lei n. 6.404, de 15 de dezembro de 1976, no que diz respeito a demonstrações financeiras das companhias; e os novos requisitos contábeis relacionados a todas as espécies de demandas de investimento em atividades socioambientais.

Para fazer ampla discussão que renovasse o manual em vez das constantes e iterativas alterações pontuais, a ANEEL convocou a Audiência Pública n. 26, de 2013, que se prolongou por parte desse ano, em duas fases. A Apine estava preparada para esses momentos. Ela tinha batalhado para tal discussão maior já havia algum tempo, fomentando estudos e debates no meio de seus associados. Chegou a desenvolver o *Estudo para Elaboração de Proposta de Regulamentação dos Aspectos Socioambientais de Empreendimentos em Operação*, com vistas a elucidar aspectos da apropriação dos custos dos associados ligados ao meio ambiente e ao meio social, circunspectos a seus projetos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. E não apenas como caixa de ressonância deles, mas também como facilitadora de seus objetivos, ela propôs a modernização do manual, por meio de processo interativo de discussões, à sua gestora responsável, a ANEEL.

Em decorrência, quando a agência convocou a audiência pública citada, a participação da Apine nela foi intensa e ampla, tanto na primeira fase, que durou de 28 de março a 13 de maio de 2013, quanto na segunda fase, que foi de 26 de setembro a 25 de outubro do mesmo ano, ambas por intercâmbio documental. Com tal preparação e arregimentação de apoio técnico interno, a associação foi bem sucedida. Tendo entrado em vigor apenas recentemente, em 1.° de janeiro de 2015, o manual aprovado pela citada Resolução Normativa ANEEL n. 605, de 2014, traz várias de suas propostas de modernização e atualização contábil aceitas, inclusive no campo socioambiental.

Registre-se que apenas os produtores independentes concedidos e autorizados com cláusula de bens reversíveis é que deverão seguir parte do manual, naquilo que é cabível aos geradores, como certas diretrizes gerais e contábeis, e elenco de contas apropriado, além de outras especificidades técnico-contábeis aplicáveis à função geradora.

Por sua vez, a questão da pesquisa e desenvolvimento no setor elétrico (P&D) também é outro campo de grande importância, assim como sua própria evolução dentro do setor. E ela está imbricada com a da contabilidade, pois os custos nesse segmento de

ação devem estar devidamente apropriados nas demonstrações financeiras e nos balanços dos produtores independentes. Tal importância ficou mensurada pela Lei n. 9.991, de 24 de julho de 2000, que por meio de seu art. 2.°, com a redação dada pela Lei n. 10.438, de 26 de abril de 2002, determinou que os produtores independentes de energia elétrica ficassem obrigados a aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, um por cento de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico. A lei excluiu as empresas que gerassem energia exclusivamente a partir de instalações de eólica, solar, biomassa, pequenas centrais hidrelétricas e cogeração qualificada.

A partir daí, portanto, o segmento de P&D veio a ter determinado seu ritmo de aplicação de valores dentro do segmento dos produtores independentes. No entanto, foi somente depois de algum tempo que se passou a haver melhor apuração dos investimentos em pesquisa e desenvolvimento, quando a ANEEL, por meio da Audiência Pública n. 049, de 2007, por intercâmbio de documentos e participação presencial, convocou os agentes a apresentarem contribuição para o aprimoramento desse segmento.

A Apine participou ativamente desse processo, não só por envio de contribuição via documento, como também presencialmente, com várias sugestões acatadas pela ANEEL, no todo ou parcialmente. Desse processo resultou a emissão da Resolução Normativa ANEEL n. 316, de 13 de maio de 2008, que aprovou o *Manual do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica*. O manual, com sessenta e sete páginas, trouxe uma série de definições e orientações técnicas, inclusive de contabilização, a serem seguidas pelos investidores alcançados pelas duas leis citadas, em que se enquadram os produtores independentes não isentados.

Mas não houve previsão, como se viu nos meses seguintes, da possibilidade de haver a antecipação de gastos em projetos de P&D para empreendimentos que ainda não tivessem iniciado a operação comercial e, portanto, sem reconhecimento contábil de receita operacional e assim da obrigação legal do respectivo investimento nesse segmento, em cumprimento às duas leis referidas.

Em 2010, a ANEEL convocou novo processo de audiência pública, a de número 028, por intercâmbio de documentos, com nova grande resposta dos agentes setoriais, inclusive da Apine e seus associados, pois esse aspecto era muito importante para os responsáveis por novos empreendimentos de produção independente. Houve manifestação de posição feita pela associação, além de outros interessados, e em consequência, a agência emitiu a Resolução Normativa ANEEL n. 408, de 3 de agosto de 2010, alterando e incluindo novos dispositivos à resolução que havia aprovado o manual.

Com as alterações, ficou permitido que houvesse a antecipação dos gastos em P&D antes da operação comercial das usinas não isentadas. Ou seja, foi feita nova redação do art. 5.° da resolução Normativa ANEEL n. 316, de 2008, dispondo que a receita operacional deve ser apurada pelas empresas de energia elétrica, conforme disposto no *Manual de Contabilidade do Setor Elétrico*. Mais uma vez, os dois segmentos se tocam.

> *Talvez o momento mais marcante dessa discussão seja o da aprovação do atual manual de contabilidade, em que dois importantes elementos se introduziram nos aspectos gerais do requisito de sua atualização: a necessidade de se adequar a contabilidade setorial aos novos parâmetros típicos da contabilidade internacional trazidos pela Lei n. 11.638, de 28 de dezembro de 2007, que alterou vários dispositivos da Lei das Sociedades Anônimas, a Lei n. 6.404, de 15 de dezembro de 1976, no que diz respeito a demonstrações financeiras das companhias; e os novos requisitos contábeis relacionados a todas as espécies de demandas de investimento em atividades socioambientais.*

Por fim, em 2012, a ANEEL houve por bem, até por necessidade de se fazerem novas atualizações no manual, abrir outro processo de audiência pública, a de n. 003, por intercâmbio de documentos e presencialmente em 14 de março de 2012. Novamente a Apine compareceu, respondendo a ambos os requisitos, e obtendo a aprovação da agência a várias sugestões de aprimoramento e atualização, conforme constam da Resolução Normativa ANEEL n. 504, de 14 de agosto de 2012, mas só publicada em 4 de outubro do mesmo ano, quando entrou em vigor. Pela resolução, ficou aprovado o *Manual do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica, versão 2012*, incluindo seu *anexo I* e *glossário*.

Como não poderia deixar de ser, o primeiro verbete do glossário consigna as atividades de P&D como aquelas de n*atureza criativa ou empreendedora, desenvolvidas sistematicamente, com vistas à geração de novos conhecimentos ou aplicação inovadora de conhecimento existentes, inclusive para investigação de novas aplicações*. Bom para o País.

21 DE NOVEMBRO DE 2012

MANUTENÇÃO DA NEUTRALIDADE NO RATEIO DOS CUSTOS DE TRANSMISSÃO

> *A Apine identificou que a proposta da ANEEL representava claro desequilíbrio na alocação de custos entre os usuários do sistema de transmissão.*

Uma das premissas básicas do setor elétrico brasileiro é o livre acesso dos agentes aos sistemas de transporte de energia, no qual se garante que os sistemas de transmissão e distribuição devem dispor de capacidade suficiente para escoar a energia produzida pelos geradores e atender à demanda dos consumidores. Em contrapartida, esses agentes devem remunerar os sistemas de transporte por meio de tarifas de uso desses sistemas.

No caso específico dos sistemas de transmissão, as diretrizes básicas que regem o rateio dos encargos associados ao transporte da energia foram estabelecidas pela Lei n. 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e pela Lei n. 9.648, de 27 de maio de 1998, as quais determinam que os maiores encargos devam ser atribuídos aos usuários que mais oneram o sistema. Em atendimento a essas leis, foi estabelecida, como já dito em texto de outra conquista da Apine, a metodologia de cálculo da tarifa de uso do sistema de transmissão (TUST) por meio da Resolução Normativa ANEEL n. 281, de 1.º de outubro de 1999. Essa resolução estabeleceu que o cálculo da TUST fosse locacional, ou em palavras mais técnicas, individualizado por barramento da rede de transmissão, onde a tarifa de uso paga por agente é proporcional ao custo marginal de expansão causado pelo próprio agente, com atualização anual em junho de cada ano, conforme a configuração da rede de transmissão disponível para o ano do cálculo.

Em 11 de setembro de 2012, antes do início das tratativas para o recálculo da TUST sob um novo ordenamento regulatório, tal como previsto na Resolução Normativa ANEEL n. 117, de 3 de dezembro de 2004, o Poder Executivo emitiu a Medida Provisória n. 579, convertida na Lei n. 12.783, de 11 de janeiro de 2013, que estabeleceu as condições para a renovação das concessões dos empreendimentos com concessões vincendas. No caso das concessões de empreendimentos de transmissão, essa Medida Provisória n. 579, de 2012, determinou a redução da receita anual permitida (RAP1) para valores equivalentes aos seus custos de operação e manutenção, dado que esses empreendimentos já teriam os seus custos de investimentos amortizados pelas receitas recebidas ao longo do seu período de concessão anterior. Deve-se esclarecer que a RAP representa os encargos anuais devidos aos agentes de transmissão, que incluem os custos de investimento, manutenção e remuneração, a ser recebida ao longo da concessão dos seus empreendimentos. A ordem de redução anual da RAP para todo o Brasil foi de R$ 13 bilhões por ano para algo pouco superior a R$ 7 bilhões por ano.

A fim de contemplar esses efeitos, a dita medida provisória determinou que a ANEEL realizasse revisão extraordinária da TUST, com validade a partir de 1.º de janeiro de 2013. Nesse sentido, a ANEEL instaurou a Audiência Pública n. 091, de 2012, com o objetivo de estabelecer a metodologia que iria transferir os ganhos resultantes da redução da RAP dos empreendimentos de transmissão que renovaram suas concessões para a TUST dos agentes conectados ao sistema de transmissão.

A avaliação referida se materializou por meio de nota técnica disponibilizada pela ANEEL para subsidiar a análise dos agentes nesta audiência pública. Segundo a nota técnica, os benefícios decorrentes da redução da RAP proporcionado pela medida provisória deveriam ser repassados exclusivamente para o segmento de consumo, sob a argumentação de que o objetivo da medida provisória seria proporcionar benefícios tarifários diretos aos consumidores finais, mantendo-se os níveis tarifários do segmento de geração, tais como aqueles vigentes antes da edição da medida provisória.

O entendimento disponibilizado em audiência pública era o de que a revisão tarifária extraordinária deveria ser aplicada apenas aos geradores que tivessem aderido à renovação de suas concessões nos termos da medida provisória, uma vez que qualquer redução de custos observada por esses agentes seria integralmente capturada pelos consumidores. Os demais geradores, por outro lado, não deveriam ter acesso ao novo nível tarifário decorrente da revisão tarifária extraordinária, já que observariam ganhos financeiros que não seriam repassados aos consumidores, o que estaria em desacordo com os objetivos da medida provisória.

“No dia 21 de novembro de 2012, a Apine encaminhou suas contribuições para a audiência pública em questão, em que destacava o fato de a proposta apresentada pela ANEEL contrariar o arcabouço legal e regulatório estabelecido para a alocação de custos de transmissão, desenvolvido e aprimorado ao longo da última década, além de violar os conceitos jurídicos de isonomia e de legítima confiança.”

A Apine identificou que a proposta da ANEEL representava claro desequilíbrio na alocação de custos entre os usuários do sistema de transmissão. Segundo estudos realizados pela associação, a proposta de revisão tarifária extraordinária exclusiva para o segmento de consumo proporcionava uma redução superior a 70% na TUST desse segmento, enquanto que a TUST do segmento de geração permaneceria inalterada, com exceção dos geradores que aceitaram os termos da medida provisória para renovarem suas concessões.

Ao dividir o segmento de geração em dois grupos distintos – com e sem renovação da concessão –, o cenário de discricionariedade ficara ainda mais evidente, em que após a aplicação seletiva da revisão tarifária extraordinária, empreendimentos de geração geograficamente próximos passaram a possuir valores de TUST absolutamente distintos.

De posse dessas informações e análises realizadas, a Apine iniciou uma rodada de reuniões com a ANEEL, durante o mês de novembro de 2012, para apresentar seus argumentos e, por fim, seu posicionamento. No dia 21 de novembro de 2012, a Apine encaminhou suas contribuições para a audiência pública em questão, em que destacava o fato de a proposta apresentada pela ANEEL contrariar o arcabouço legal e regulatório estabelecido para a alocação de custos de transmissão, desenvolvido e aprimorado ao longo da última década, além de violar os conceitos jurídicos de isonomia e de legítima confiança. Nesse sentido, o tratamento proposto pela ANEEL não teria embasamento na política tarifária vigente, mas sim em uma interpretação equivocada da medida provisória.

Após analisar as argumentações levantadas pela Apine, a diretoria da ANEEL decidiu realizar a revisão tarifária extraordinária de forma igualitária para todos os agentes conectados ao sistema de transmissão, independente do segmento a qual pertencem - geração ou carga –, ou do regime de comercialização a qual estão submetidos – usinas com concessões renovadas ou não.

Tal decisão manteve os princípios que regem a alocação de custos no sistema de transmissão estabelecida desde a publicação da referida Resolução Normativa ANEEL n. 281, de 1999, qual seja, os da sinalização locacional da TUST para os agentes e a alocação igualitária de custos entre os segmentos de consumo e geração, em que ambos foram contemplados com a redução tarifária comentada.

21 DE DEZEMBRO DE 2012

REDUÇÃO DA INADIMPLÊNCIA JUNTO À CÂMARA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

> *Para alcançar seus objetivos nessa conquista, a Apine atuou em três frentes: no aprimoramento do processo de aporte de garantias financeiras no mercado de curto prazo; na celeridade no desligamento de agentes da CCEE; e no monitoramento do mercado.*

Antes de tudo, é bom que se entenda que o contexto da época dessa conquista registrava recente e grande entrada de agentes setoriais, tanto no segmento de geração – especialmente com a fomentação de fontes menos intensivas em capital, caso das pequenas centrais hidrelétricas, usinas eólicas, à biomassa e termelétricas – quanto no segmento de comercialização de energia elétrica, com algumas consequências para o setor.

O ineditismo na atuação desses agentes fez com que alguns não precificassem adequadamente todos os riscos envolvidos no negócio, o que poderia causar impactos, tanto para o suprimento de energia do país, quanto sobre a adimplência na liquidação financeira do mercado de curto prazo (MCP) – mercado em que se procede à contabilização e liquidação financeira das diferenças apuradas entre os montantes de energia elétrica contratados, registrados e validados pelos agentes da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), e de geração ou de consumo efetivamente verificados e atribuídos aos respectivos agentes dessa câmara. Obviamente, a estabilidade e a segurança das operações nesse mercado de curto prazo são um desejo constante de todos agentes que participam do setor elétrico brasileiro. Registre-se que os principais episódios ocorridos entre 2011 e 2012 levaram os negócios com a CCEE a níveis de inadimplência da ordem de 50%, o que tornou a situação no setor insustentável.

Para alcançar seus objetivos nessa conquista, a Apine atuou em três frentes: no aprimoramento do processo de aporte de garantias financeiras no mercado de curto prazo; na celeridade no desligamento de agentes da CCEE; e no monitoramento do mercado. Foram inúmeras reuniões junto à ANEEL e à CCEE a fim de sensibilizar as autoridades sobre a urgência na busca de soluções, intensa participação nas audiências públicas da ANEEL afetas ao tema, envio de várias cartas à ANEEL e à CCEE de maneira a consolidar soluções discutidas no âmbito da Apine, bem como formação de opinião sobre o tema junto a jornais, revistas e eventos do setor.

“Foram inúmeras reuniões junto à ANEEL e à CCEE a fim de sensibilizar as autoridades sobre a urgência na busca de soluções, intensa participação nas audiências públicas da ANEEL afetas ao tema, envio de várias cartas à ANEEL e à CCEE de maneira a consolidar soluções discutidas no âmbito da Apine, bem como formação de opinião sobre o tema junto a jornais, revistas e eventos do setor.”

No que diz respeito ao desligamento de agentes, a edição da Resolução Normativa ANEEL n. 545, de 16 de abril de 2013 dotou a CCEE de maior autonomia no processo de desligamento, conferindo aumento de celeridade ao processo. Já o aprimoramento do processo de aporte de garantias financeiras e o monitoramento do mercado foram alcançados por meio da edição da Resolução Normativa ANEEL n. 531, de 21 de dezembro de 2012, e da sua sucessora, a Resolução Normativa ANEEL n. 622, de 19 de agosto de 2014. Destacam-se, entre seus resultados: a possibilidade de ação, por parte da CCEE, em eventuais operações que elevem os riscos aos agentes no âmbito do mercado de curto prazo; o processo de efetivação de registro de contratos a que estão submetidos todos os agentes vendedores, que compatibiliza a exposição negativa com a garantia financeira efetivamente aportada, a chamada *bilateralização* ou divisão do risco entre comprador e vendedor; e o rateio da inadimplência na proporção dos votos detidos pelo agente, em caso de desligamento da CCEE. A Apine desempenhou papel decisivo em todas essas ações.

Em termos de resultados práticos para o mercado, a inadimplência percentual atingiu seus níveis mais elevados em 2011, reduzindo-se em 2012 com a edição das resoluções normativas mencionadas. Em 2013 e 2014, os níveis foram controlados, a despeito dos PLDs elevados.

Colocando a questão em perspectiva, pode-se dizer que as discussões sobre o tema devem continuar ao longo de 2015, uma vez que ainda há espaço para aprimoramentos. Entre eles, destaca-se o depósito antecipado das garantias financeiras, por meio da definição de um limite operacional para a garantia das operações no mercado, assim como se menciona a participação de instituições financeiras para assegurar as operações de curto prazo.

19 DE JULHO DE 2013

BENEFÍCIOS COM IMPOSTO DE RENDA SOBRE DEBÊNTURES DE PRODUTORES INDEPENDENTES

Contudo, pela Lei n. 12.715, de 17 de setembro de 2012, esse benefício fiscal, talvez por desatenção, foi restrito às concessionárias, permissionárias e autorizatárias de serviços públicos, o que impediria o enquadramento de vários projetos de infraestrutura, principalmente aqueles ligados à geração de energia dos produtores independente de energia elétrica, inclusive os outorgados dentro do regime de concessão do uso do bem público.

Em 24 de junho de 2011, foi sancionada a Lei n. 12.431, resultante da conversão da Medida Provisória n. 517, de 30 de dezembro de 2010. Entre diversos dispositivos que objetivam conceder incentivos fiscais a determinados setores relevantes para a economia nacional, o art. 2.° dessa lei, autoriza a aplicação da alíquota zero do imposto de renda das pessoas físicas residentes ou domiciliadas no País, sobre rendimentos de debêntures - títulos de crédito que representam uma dívida, a serem pagas com juros e garantidas pela sociedade por ações emitente – de emissão de empresas investidoras em projetos de infraestrutura considerados prioritários segundo regulamento do Poder Executivo federal. O regulamento foi formalizado pelo Decreto n. 7.603, de 9 de novembro de 2011, em que pelo disposto no art. 5.°, a aplicação do benefício ficava condicionada à aprovação de cada projeto como prioritário pelo ministério correspondente, no caso o Ministério de Minas e Energia (MME).

Contudo, pela Lei n. 12.715, de 17 de setembro de 2012, esse benefício fiscal, talvez por desatenção, foi restrito às concessionárias, permissionárias e autorizatárias de serviços públicos, o que impediria o enquadramento de vários projetos de infraestrutura, principalmente aqueles ligados à geração de energia dos produtores independente de energia elétrica, inclusive os outorgados dentro do regime de concessão do uso do bem público.

Logo a seguir, em 28 de dezembro do mesmo ano, o Governo Federal emitiu a Medida Provisória n. 601, de 2012, quando foram eliminados na redação da lei anterior os termos restritivos de serviços públicos, e ampliou-se o escopo de beneficiários da lei a todas concessionárias, permissionárias e autorizatárias, abrindo-se espaço para enquadramento legal de vários projetos de infraestrutura, entre eles os de geração desenvolvidos pelos produtores independentes, em seu objetivo de arregimentar recursos para seus projetos. Vale lembrar que tais benefícios estavam restritos aos objetivos de financiamento dos projetos em si e não se destinavam à obtenção do capital de giro e outros usos de recursos que não estivessem ligados à realização própria dos empreendimentos.

> *“A Apine agiu de forma rápida no Congresso Nacional, em conjunto com parte de seus associados, mobilizando suas equipes na busca da reinserção do dispositivo da medida provisória não convertida em lei.”*

Entretanto, em 3 de junho de 2013, decorreu o prazo de votação dessa medida provisória sem sua aprovação e conversão em lei, tendo como consequência, entre outras, que os projetos de geração desenvolvidos pelos produtores independentes deixaram de ser elegíveis para a isenção de imposto de renda da pessoa física na emissão de debêntures para financiar projetos da infraestrutura nacional.

A oportunidade de reinscrição do benefício ocorreu ainda durante o prazo de apreciação da Medida Provisória n. 610, de 2 de abril de 2013, já emitida àquela altura, mas voltada a outros benefícios ligados à agricultura. A Apine agiu de forma rápida no Congresso Nacional, em conjunto com parte de seus associados, mobilizando suas equipes na busca da reinserção do dispositivo da medida provisória não convertida em lei. Depois de haver trabalhado junto a deputados e senadores simpáticos à pretensão, a associação obteve sucesso novamente, agora positivado com a conversão da Lei n. 12.844, de 19 de julho de 2013. O benefício se aplica à emissão de debêntures até 31 de dezembro de 2030, nos termos da Lei n. 13.043, de 13 de novembro de 2014, que estendeu o prazo original de 31 de dezembro de 2015.

Posteriormente, a Apine e parte de seus associados conseguiram rápida edição da Portaria MME n. 282, de 22 de agosto de 2013, que substituiu a Portaria MME n. 177, de 27 de maio de 2013, revogada em função da não aprovação da dita Medida Provisória n. 601, de 2012. Tal portaria é a que estabelece os procedimentos e condições necessários para aprovação de cada projeto como prioritário e se beneficiar da alíquota zero para cálculo do imposto de renda da pessoa física portadora de debênture de concessionária de geração de energia elétrica, incluindo o produtor independente nessa qualidade.

Pela portaria, passou-se a permitir a utilização das debêntures incentivadas também para recuperação, adequação e modernização das instalações de geração elétrica de titularidade de concessionária de geração de energia elétrica, o que exclui as autorizatárias, mesmo que organizadas como sociedade por ações.

A conquista permite que as companhias captem recursos mais baratos no mercado, algo em torno de 1,0% a 1,5% ao ano. Numa estimativa genérica para determinado montante de projetos, se forem instalados 5.000 MW ao custo de R$ 5 milhões por MW, e supondo-se que 15% a 20% seriam financiados por debêntures de infraestrutura, haveria emissão por ano de R$ 4 bilhões a R$5 bilhões, com redução de valor de R$ 40 milhões a R$ 75 milhões de despesas financeiras por ano.

23 DE JULHO DE 2013

RESTRIÇÃO À RECONTABILIZAÇÃO DO PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DE DIFERENÇAS (PLD)

A Apine participou ativamente da discussão em âmbito setorial e encaminhou sua contribuição, dentro de sua tradicional metodologia de trabalho, primeiramente obtendo consenso interno e depois, discutindo com os demais agentes, a própria Câmara e a ANEEL, norteada pelo critério sempre presente de intensificar o princípio da segurança jurídica e estabilidade regulatória.

Antes de tudo, deve-se registrar que a possibilidade de revisar, *recontabilizar* ou reprocessar informações e decisões já consolidadas para o mercado elétrico brasileiro sempre representou um problema de difícil solução. Por exemplo, caso seja julgado procedente pelo Conselho de Administração, órgão da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), um requerimento de *recontabilização* pode gerar ajustes na contabilização decorrentes de uma operação ocorrida no passado, já liquidada. Isso significa que um contrato, informação de medição ou qualquer outro parâmetro utilizado pela CCEE para definir os créditos e débitos dos agentes dessa Câmara, ao final de cada ciclo, seriam passíveis de revisão – dependendo obviamente de uma análise criteriosa, tanto do competente corpo técnico quanto do conselho de administração da entidade, eleito pelos próprios agentes. De certa forma, esse aspecto de retroatividade dos negócios comerciais de energia elétrica causa alguma insegurança, ou tensão, entre seus agentes, daí porque a necessidade de haver certas restrições a ele.

Entre esses parâmetros passíveis de revisão e recontabilização, talvez o mais sensível para o mercado de eletricidade no Brasil seja o preço de liquidação de diferenças (PLD), que é utilizado para valorar toda a energia transacionada no mercado de curto prazo e definido semanalmente pela CCEE, com base nos modelos *Newave* e *Decomp*, citados em texto de outras conquistas. Esses modelos conseguem estabelecer como resultado o custo de produção de 1 MWh adicional ao sistema em cada submercado – Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste. Esse parâmetro do PLD reflete as condições de despacho de usinas no sistema interligado nacional pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), com reflexos evidentes nas operações comerciais realizadas no mercado.

Neste contexto, em abril de 2013, a ANEEL abriu processo de audiência pública, a de n. 35, de 2013, iniciativa relevante e imprescindível para regulamentar as condições e os prazos em que a CCEE pudesse republicar o preço de liquidação de diferenças. A Apine participou ativamente da discussão em âmbito setorial e encaminhou sua contribuição, dentro de sua tradicional metodologia de trabalho, primeiramente obtendo consenso interno e depois, discutindo com os demais agentes, a própria Câmara e a ANEEL, norteada pelo critério sempre presente de intensificar o princípio da segurança jurídica e estabilidade regulatória. Neste caso, buscava a associação também colher os benefícios de maior confiabilidade para as negociações e operações de compra e venda de energia realizada em períodos passados.

Mas o consenso interno não era fácil: um grupo queria que a associação contribuísse no sentido de vedar completamente a republicação dos preços para o mercado, outro grupo queria limitar a republicação até a liquidação das operações, ou seja, antes que a CCEE utilizasse os preços para liquidar as operações de curto prazo. De outro lado, havia aqueles associados que defendiam a necessidade dos reprocessamentos dos preços, em nome da necessidade da tradução *correta* do que havia sido calculado após a revisão inicial dos parâmetros incorretos.

> *“Na redação final, a Apine se posicionou favorável à revisão dos preços apenas nos casos onde houvesse dolo comprovado, dentro do horizonte de apenas três meses, com o intuito de coibir eventuais e excepcionais ações mal intencionadas da parte daqueles que operam os modelos de precificação da energia, posição essa que foi parcialmente inserida na futura resolução normativa.”*

Por fim, após duas ou três rodadas de conversas e negociações, a redação da contribuição final da Apine acabou indo pelo caminho do meio termo, inclusive com alerta à ANEEL das consequências negativas para o mercado desses processos de revisão de parâmetros já consolidados, citando-se entre outras: a impossibilidade de reversão da operação física do sistema que teria sido realizada, considerando-se o conjunto de parâmetros que formam o preço publicado semanalmente e suas implicações econômicas; as implicações para o lado da demanda, especialmente com o advento das bandeiras tarifárias para os consumidores que se utilizam do componente PLD para a definição das tarifas aplicadas aos consumidores; e a insegurança dos processos comerciais firmados com base nesses preços.

Na redação final, a Apine se posicionou favorável à revisão dos preços apenas nos casos onde houvesse dolo comprovado, dentro do horizonte de apenas três meses, com o intuito de coibir eventuais e excepcionais ações mal intencionadas da parte daqueles que operam os modelos de precificação da energia, posição essa que foi parcialmente inserida na futura resolução normativa.

Esse processo da citada audiência pública resultou na Resolução Normativa ANEEL n. 568, de 23 de julho de 2013, que estabeleceu condições e prazos para que a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) republique o preço de liquidação das diferenças. Nela, a ANEEL considerou de forma positiva algumas das sugestões levantadas pela Apine, reconhecendo mais uma vez, de forma gratificante para os associados envolvidos no processo, seu papel de interlocutora perante o mercado elétrico brasileiro. Entre essas contribuições, a agência acatou a sugestão de restringir o alcance das revisões: esses processos afetariam exclusivamente os casos em que a variação excedesse somente 10% do valor mínimo do PLD, gerando-se efeitos apenas se não houvesse impacto para os processos financeiros do mercado, excetuando-se os fatos de dolo comprovado.

9 DE OUTUBRO DE 2013

OBTENÇÃO DE AUTORIZAÇÃO FISCAL PARA A PRÁTICA DE DEPRECIAÇÃO ACELERADA

A conquista da depreciação acelerada para as empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas de geração de energia elétrica, a bem da verdade, deve ser desdobrada em duas vitórias, que se referem aos anos de 2005 e 2013.

A conquista da depreciação acelerada para as empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas de geração de energia elétrica, a bem da verdade, deve ser desdobrada em duas vitórias, que se referem aos anos de 2005 e 2013. A primeira vitória foi obtida no processo de conversão pelo Congresso Nacional da Medida Provisória n. 255, de 1.º de julho de 2005, na Lei n. 11.196, de 21 de novembro de 2005. A bem da verdade, diga-se que a versão original da medida provisória era muito mais curta, com finalidade diversa, e não previa esse benefício para o setor, embora tratasse de assuntos fiscais sem nenhuma conexão com aquele instituto.

Nesse processo de conversão legislativa, a Apine conseguiu aprovar suas emendas de forma a instituir a depreciação acelerada para as empresas concessionárias, permissionárias e autorizatárias de geração de energia elétrica, como incentivo à expansão do parque gerador brasileiro, imprescindível ao desenvolvimento do País. É bem verdade que a associação já havia conseguido o mesmo sucesso no processo de apreciação pelo Congresso Nacional da Medida Provisória n. 252, de 15 de junho de 2005, que tratava, entre outros assuntos, da depreciação acelerada para outros setores da economia nacional, mas que acabou com seu prazo de vigência encerrado no dia 13 de outubro desse ano sem aprovação.

Pelo art. 37 da lei convertida, as empresas de geração passaram a poder excluir do lucro líquido para apuração do lucro real e da base de cálculo da contribuição social sobre o lucro líquido (CSLL) a diferença entre o valor do encargo decorrente das taxas anuais de depreciação fixadas pela Receita Federal (RFB) e o valor do encargo contabilizado decorrente das taxas anuais de depreciação fixadas pela legislação específica do setor elétrico aplicável aos bens de seu ativo imobilizado, adquiridos ou construídos, excetuados os terrenos. Por força do § 1.º do art. 37, o benefício aplicava-se somente aos bens novos, adquiridos ou construídos a partir da data da publicação da lei, 22 de novembro de 2005, até 31 de dezembro de 2013, durante oito anos, portanto.

De maneira geral, o mecanismo da depreciação acelerada incentivada criou isonomia entre as indústrias de energia elétrica e as demais indústrias brasileiras, inclusive as que possuem geração na condição de autoprodutor. Tecnicamente, a depreciação acelerada incentivada, além de não representar renúncia fiscal, propicia futuro aumento da arrecadação tributária, pois se aplica somente a bens novos, ou seja, não tem reflexo na arrecadação vigente. Ainda as despesas fiscais da depreciação acelerada são reconhecidas na apuração do imposto de renda e da contribuição social sobre o lucro líquido somente quando a nova usina entra em operação, gerando novas receitas tributáveis. Pelo mecanismo da depreciação acelerada, a diferença entre a depreciação pela taxa da RFB e da ANEEL é controlada no livro de apuração do lucro real (Lalur) – livro fiscal obrigatório para empresas que declaram o imposto de renda baseado no lucro real - e posteriormente oferecida à tributação. Assim, esse mecanismo representaria espécie de diferimento do pagamento dos tributos sem acréscimos moratórios, sendo importante para aumento dos recursos necessários à amortização da dívida nos primeiros anos de operação da usina. Esta foi, sem dúvida, a primeira vitória consolidada.

Quase oito anos depois, a Apine mobilizou-se de novo para tentar obter extensão da aplicação da depreciação acelerada, já que o prazo da autorização legal estava prestes a decorrer, o que geraria dificuldades de caráter orçamentário para as empresas que estavam sob esse regime. Desta vez, o processo legislativo escolhido foi o da conversão da Medida Provisória n. 615, de 17 de maio de 2013, ato legal que originalmente também não versava sobre o mecanismo.

A Apine, outra vez tecnicamente apoiada por parte de seus associados, conseguiu sua segunda vitória por meio de emenda de partido político aprovada na Câmara dos Deputados e depois no Senado Federal. Introduzida a emenda, houve outra intensa mobilização da Apine e seus associados colaboradores junto aos Ministérios de Minas e Energia e da Fazenda, para não apresentarem veto presidencial ao dispositivo aprovado, no que lograram êxito novamente.

Com isso, a medida provisória foi convertida na Lei n. 12.865, de 9 de outubro de 2013, com novo prazo de aplicação da depreciação acelerada e alterações em sua extensão normativa. O mecanismo passava a valer para os bens novos adquiridos ou construídos destinados a empreendimentos cuja concessão, permissão ou autorização tivesse sido outorgada a partir da data da publicação da Lei n. 11.196, em 22 de novembro de 2005, até 31 de dezembro de 2018. Ou seja, a data de aplicação não se referia mais a projetos das empresas, mas à do ato de outorga, o que vige até hoje.

Em termos mais de ordem demonstrativa, calcula-se que a aplicação do mecanismo da depreciação acelerada pode gerar benefício avaliado em seis por cento de todo investimento feito sob essa regra, considerando-se a taxa de desconto de doze por cento ao ano.

“A Apine, outra vez tecnicamente apoiada por parte de seus associados, conseguiu sua segunda vitória por meio de emenda de partido político aprovada na Câmara dos Deputados e depois no Senado Federal.”

22 DE OUTUBRO DE 2013

PARTICIPAÇÃO ATIVA NA DEFINIÇÃO DOS LEILÕES DE ENERGIA SOLAR E ENERGIA EÓLICA

Depois disso, ao tempo em que procurou divulgar esse trabalho junto a outros órgãos competentes — o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), a ANEEL, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), o Congresso Nacional, e perante outras associações de classe e a mídia nacional —, a Apine tem procurado interceder a favor dessa modalidade de geração solar fotovoltaica nos leilões que normalmente são lançados pelo Ministério de Minas Energia, de modo a colocá-la, em termos de regras institucionais, em nível de competitividade com as demais fontes primárias de geração elétrica.

Uma das explicações das conquistas da Apine é que ela representa amplo espectro de associados que dela participam por serem empresas interessadas na produção independente de energia elétrica qualquer que seja a fonte de sua energia primária, seja termelétrica, hidrelétrica, biomassa, energia solar, energia eólica. Isso é, ela representa toda a função produção independente de energia elétrica.

A gestão da associação, portanto, deve ser ágil e eficiente o bastante para satisfazer as demandas de todos os legítimos interesses não individuais de cada segmento de associados, como os da presente conquista: os geradores com energia de entrada oriunda do sol ou dos ventos, nos casos o sol que incide em centrais dotadas de arranjos de placas fotovoltaicas e os ventos que sopram nos parques plantados de aerogeradores.

A Apine tratou várias vezes de assuntos específicos de interesse desses segmentos de produtores independentes, algumas vezes praticamente ao mesmo tempo, embora normalmente por mecanismos de gestão destacados um do outro.

No que diz respeito à energia solar fotovoltaica, a Apine, entre várias ações de fortalecimento desse segmento, fez diversas defesas de pleitos para adequação dos leilões de energia do Governo Federal às características de projeto e operação dessas centrais geradoras. Por exemplo, em julho de 2013, em articulação com a Frente Solar Brasil e a Associação da Indústria de Cogeração de Energia (Cogen), a Apine enviou ao Ministério de Minas e Energia (MME) um pedido formal para que a energia solar constasse do segundo leilão A-5 de 2013, sem prejuízo do leilão A-3, o que foi atendido por meio da Portaria MME n. 300, de 10 de setembro de 2013, autorizando o leilão para essa fonte, na modalidade disponibilidade, por vinte anos de prazo de suprimento. Aliás, a mesma portaria introduziu também a energia eólica nos leilões sob as mesmas condições.

Contudo, em 2013, de forma mais estruturada e eficiente, a Apine tomou a iniciativa, novamente em articulação com a Cogen, e agora também com a Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica (Abinee), de contratar empresa de consultoria especializada para realizar detalhado estudo versando sobre proposta de leilão de energia solar no sistema elétrico brasileiro.

Com base nos primeiros resultados do estudo, em outubro de 2013, a Apine, Cogen e Abinee enviaram carta em conjunto ao MME com os propósitos, entre outros, de solicitar compromisso do Governo Federal na construção de política clara voltada à fonte solar, com a sua inclusão sistemática em futuros leilões. Dois meses depois, as três associações encaminharam ao MME e à Empresa de Pesquisa Energética (EPE) a proposta de leilão, com todas as regras e condições prévias, válida para leilões de energia de reserva a ser gerada em centrais com fonte solar fotovoltaica.

Depois disso, ao tempo em que procurou divulgar esse trabalho junto a outros órgãos competentes – o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), a ANEEL, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), o Congresso Nacional, e perante outras associações de classe e a mídia nacional -, a Apine tem procurado interceder a favor dessa modalidade de geração solar fotovoltaica nos leilões que normalmente são lançados pelo Ministério de Minas Energia, de modo a colocá-la, em termos de regras institucionais, em nível de competitividade com as demais fontes primárias de geração elétrica.

De modo semelhante, a Apine sempre procurou participar do processo de obtenção de competitividade pelos parques de aerogeradores nos leilões. Para isso, não poupou ela esforços em somar sua influência institucional à da Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica), em vários momentos de atuação.

Um desses momentos, em setembro de 2008, a Apine realizou reunião com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), em conjunto com a ABEEólica, para tratar de alguns pontos importantes, inclusive dos leilões de energia elétrica, na qual o presidente dessa empresa de pesquisa solicitou à Apine que elaborasse nota técnica sobre a formatação que seria necessária para o segmento de aerogeradores poderem realmente competir nos leilões de energia elétrica. Em resposta, a Apine, por meio de associados interessados, elaborou minucioso e técnico estudo sobre o assunto, apresentado sob a forma de nota técnica, que se intitulou *Formatação de Leilões para Usinas Eólicas*.

Em dezembro do mesmo ano, em nova reunião, a Apine apresentou ao presidente da EPE a nota técnica e discutiu seus pontos principais. Por seu lado, em final de janeiro seguinte, houve a oportunidade de a EPE apresentar sua proposta preliminar da formatação de leilão, construída a partir da apresentada pela Apine. O que se pôde perceber, ao se compararem os vários pontos importantes da formatação dos certames, foi que as duas propostas estavam bem alinhadas, o que, para satisfação dos presentes, demonstrou o excelente trabalho coletivo desenvolvido pelas empresas associadas interessadas em energia eólica da Apine.

Em um segundo momento, a Apine encaminhou sugestões ao MME e ao presidente da EPE, propondo algumas alterações relativas às diretrizes do leilão para contratação de energia de reserva proveniente de energia eólica, marcado para novembro de 2009, aprovadas nos termos da Portaria MME n. 211, de 28 de maio de 2009. Em decorrência, o ministério emitiu a Portaria MME n. 242, de 25 de junho de 2009, alterando as diretrizes em três pontos dos quatro solicitados e atendendo de forma parcial os pleitos da associação.

> *Em um segundo momento, a Apine encaminhou sugestões ao MME e ao presidente da EPE, propondo algumas alterações relativas às diretrizes do leilão para contratação de energia de reserva proveniente de energia eólica, marcado para novembro de 2009, aprovadas nos termos da Portaria MME n. 211, de 28 de maio de 2009.*

Sem se procurar esgotar as oportunidades em que a Apine, de forma isolada, ou em parceria com a ABEEólica, contribuiu para o aprimoramentos dos leilões de energia elétrica com base na geração eólica, em outro momento, 22 de outubro de 2013, a Apine em conjunto com a ABEEólica, enviou detalhada carta técnica à ANEEL, em que as duas associações expuseram inconsistência entre as regras dos então próximos leilões A-3 a serem realizados em final de 2013 e os consequentes contratos de comercialização de energia no ambiente regulado (CCEARs), inconsistência que se resumia na impossibilidade de o gerador eólico ter como requisito de potência uma vez e meia vezes a energia contratada e apresentar como recurso garantido sua própria garantia física, estabelecendo-se assim descasamento entre recurso e requisito de potência. Como consequência dessa inexequibilidade, as duas associações ainda requereram que nenhum outro leilão viesse a ter a inconsistência entre tais atos de operação dos certames, o que se tem tentado atender.

26 DE NOVEMBRO DE 2013

ATUAÇÃO NA FORMAÇÃO E APERFEIÇOAMENTO DO MODELO COMPUTACIONAL DO CMO/PLD

Ao longo desse ano, a Apine atuou em várias instituições como MME, ONS, Cepel, EPE, ANEEL e CCEE, apresentando todos os estudos realizados até aquele momento por meio de pesquisa e desenvolvimento e concluiu que o Cepel, ONS e Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) estavam utilizando a mesma metodologia para solucionar a questão: a métrica conditional value at risk (CVAR).

O mercado nacional de energia elétrica é regido pela teoria marginalista, em que o custo marginal da operação (CMO) é um conceito econômico bastante utilizado. Para esse mercado, o CMO significa o custo operativo necessário para atender um megawatt-hora adicional de demanda, utilizando-se para isso apenas os recursos existentes no sistema elétrico. No sistema brasileiro, o CMO é calculado pela aplicação de modelos computacionais de certa complexidade, que utilizam como dados de entrada diversas grandezas associadas, como a hidrologia no caso importante da hidreletricidade, a geração elétrica como um todo e a demanda da energia elétrica. Em regra, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) despacha por mérito de custo todas as usinas cujo custo variável unitário (CVU) seja inferior ao CMO; assim, é o CMO que dá o sinal para o despacho das usinas termelétricas, por exemplo.

O conceito de preço de liquidação de diferenças (PLD) já enunciado em textos de outras conquistas, por sua vez, significa o preço com o qual é valorada a energia liquidada no mercado de curto prazo que, em termos gerais, se quantifica pelo próprio CMO, considerados os limites máximo e mínimo definidos anualmente pela ANEEL.

Esses dois conceitos estão, portanto, entrelaçados dentro da prática marginalista e são fundamentais à economia dos agentes setoriais, principalmente desde quando foram feitas, em maio de 1998, as alterações institucionais que regularam a comercialização de energia elétrica e criaram o antigo Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), atualmente substituído pela Câmara de Compensação de Energia Elétrica (CCEE), e o ONS.

O grande problema desses mecanismos é exatamente aquele relacionado à sua volatilidade, ou seja, à sua inconstância em manter variações de preços relativamente estáveis em vista das circunstâncias ditas anormais do mercado de energia elétrica, resumida naqueles três citados elementos básicos, a hidrologia afluente, a geração e a demanda de eletricidade. Exatamente para evitar a volatilidade nos negócios setoriais, é que houve a criação de mecanismos de aversão ao risco, elaborados com base em programas computacionais para estudos energéticos e de formação de preços, em que se destaca a curva de aversão ao risco de racionamento (CAR), mecanismos esses cuja necessidade de aprimoramento é constante.

A Apine continuamente tem acompanhado os movimentos setoriais relacionados aos aprimoramentos de tais mecanismos. Já em outubro de 2009, a associação enviou densa carta ao presidente da CCEE, mostrando-se preocupada com a volatilidade do PLD e propondo medidas que classificou: de curto prazo, em sessenta dias; médio prazo, em um a dois anos; e as de longo prazo, em três a quatro anos. Neste último horizonte, deveria ser feita a revisão do Newave e do Decomp, os programas básicos de computação de suporte aos mecanismos referidos.

Não por acaso, mas também pelos sucessivos debates travados pelos agentes setoriais, em que inclui a Apine, em 6 de março de 2013, três anos e meio depois da carta enviada pela Apine à CCEE, o CNPE emitiu a Resolução n. 03, determinando que a Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP) desenvolvesse e implementasse metodologia para internalização de mecanismos de aversão a risco nos programas computacionais para estudos energéticos e formação de preço no sistema elétrico, os referidos programas Newave e Decomp.

Certeira pontaria! Não por acaso, mas também pelos sucessivos debates travados pelos agentes setoriais, em que inclui a Apine, em 6 de março de 2013, três anos e meio depois da carta enviada pela Apine à CCEE, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) emitiu a Resolução 03, determinando que a Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP) desenvolvesse e implementasse metodologia para internalização de mecanismos de aversão a risco nos programas computacionais para estudos energéticos e formação de preço no sistema elétrico, os referidos programas Newave e Decomp. Informe-se que a CPAMP é a comissão permanente instituída pela Resolução CNPE n. 1, de 25 de abril de 2007, com a finalidade de garantir a coerência e a integração das metodologias e programas computacionais utilizados pelo MME, pela EPE, pelo ONS e pela CCEE.

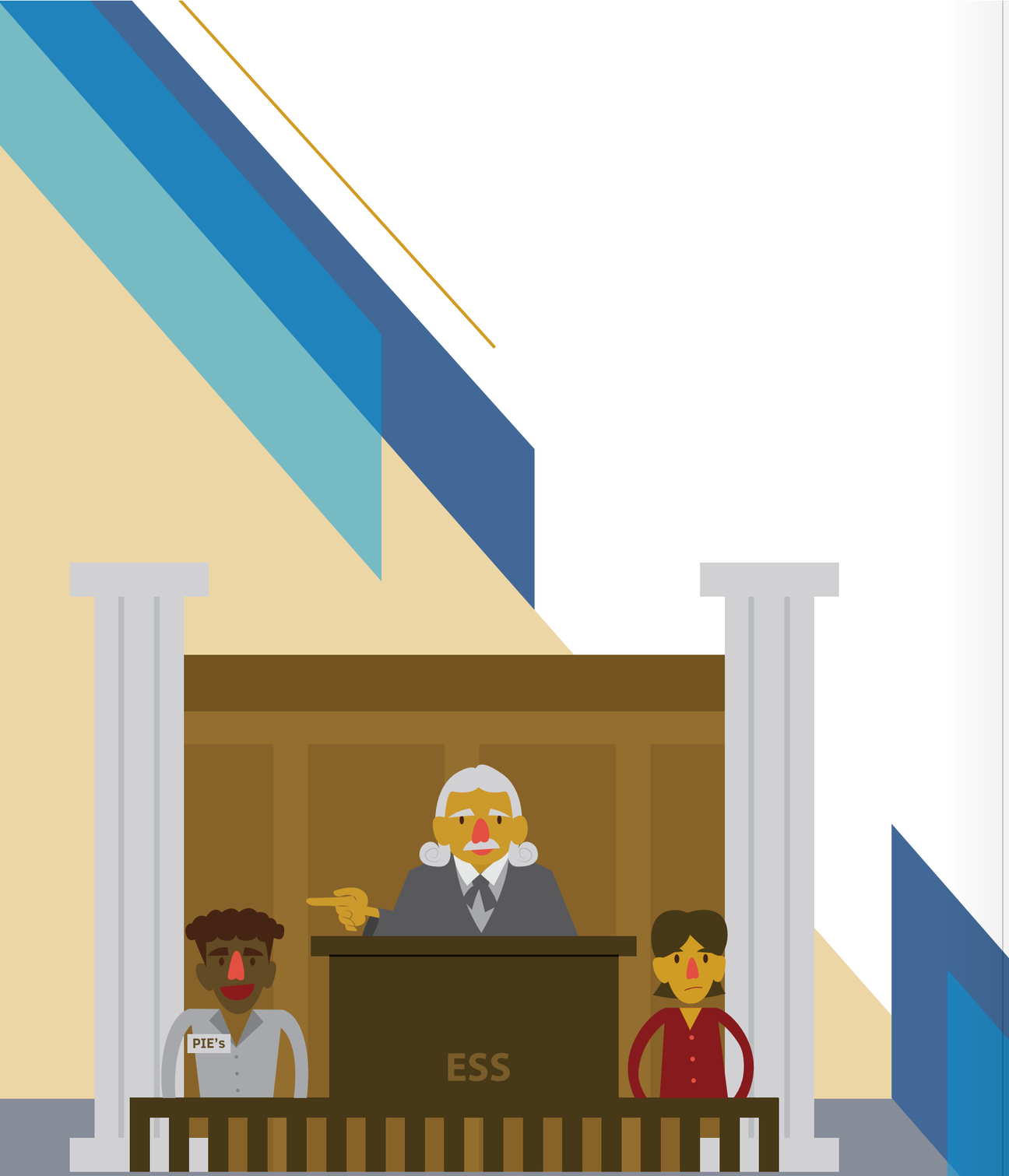
A partir daí, em rápida sucessão, iniciada com estudos computacionais do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), a CPAMP, em conjunto com outros entes públicos, MME, ANEEL, ONS, CCEE e o próprio Cepel, elaborou relatório técnico que foi apresentado ao ministro de Minas e Energia que, só aí, em 24 de julho de 2013, submeteu os resultados aos agentes econômicos do setor elétrico por meio de workshop com participação geral, a que a Apine compareceu, representada pelo presidente e vice-presidente do Conselho de Administração e pelo diretor executivo.

Uma vez aprovados os resultados obtidos nessas diferentes esferas de ação do MME, coube à ANEEL disciplinar a aplicação da nova metodologia a ser seguida pelo ONS e pela CCEE, em suas respectivas áreas de atuação. Para isso, a ANEEL convocou a Audiência Pública n. 86, de 2013, na modalidade de audiência ao vivo, em que a Apine participou, defendendo que as mudanças deveriam ser objeto de regramento específico.

Em final de 2013, por meio da Consulta Pública ANEEL n. 14, de 2013, para obtenção de subsídios para aprovação do novo modelo do Newave, a que mais uma vez a Apine enviou sua posição, considerando adequadas as alterações do modelo e defendendo que ela fosse utilizada a partir do programa mensal de operação de janeiro de 2014, o que foi exatamente feito por meio do Despacho n. 4.288, do Superintendente de Regulação dos Serviços de Geração da ANEEL, em 18 de dezembro de 2013.

Registre-se ainda que, no ano anterior, um dos objetivos da Apine foi propiciar o aperfeiçoamento do PLD por meio da incorporação do nível meta (POCP) ao modelo de despacho da operação e expansão do sistema utilizado pelo ONS e EPE, respectivamente. Ao longo desse ano, a Apine atuou em várias instituições como MME, ONS, Cepel, EPE, ANEEL e CCEE, apresentando todos os estudos realizados até aquele momento por meio de pesquisa e desenvolvimento e concluiu que o Cepel, ONS e Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) estavam utilizando a mesma metodologia para solucionar a questão *conditional value at risk* (CVAR).

Essa métrica procurava dar um peso para o valor esperado dos piores cenários hidrológicos, e os resultados dos estudos indicavam que essa metodologia aumentava a geração térmica nos períodos mais secos para se proteger da incerteza de como seriam as afluências do período úmido seguinte. Dessa forma, o PLD refletiria melhor a realidade aproximando o mundo físico da operação do mundo contratual da comercialização. Tal aprimoramento nos modelos Newave e Decomp era essencial para que o PLD sinalizasse corretamente a escassez e desse o sinal econômico adequado para a contratação de energia pelos consumidores livres.



5 DE DEZEMBRO DE 2014

AÇÃO JUDICIAL VITORIOSA EM PRIMEIRA INSTÂNCIA SOBRE AVERSÃO AO RISCO

Diante dessa perigosa e significativa mudança estrutural na sistemática regulatória do setor elétrico nacional, e ultrapassada a fase de audiência pública na Câmara dos Deputados, a Apine, em conjunto com a Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa (Abragel), se insurgiu judicialmente contra essa medida arbitrária e ilegal, a qual passou a onerar sobremaneira os agentes de geração com o custo de um serviço que beneficiaria exclusivamente os consumidores.

Em 6 de março de 2013, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) emitiu a Resolução CNPE n. 3, citada em outros textos de conquistas, que estabeleceu diretrizes para a internalização de mecanismos de aversão a risco nos programas computacionais para estudos energéticos e formação de preço. Como dito nos textos, esses mecanismos são instrumentos criados para sinalizar as possibilidades de falta de energia em determinado horizonte e, por sua vez, orientam a formação do preço da energia em função de eventual restrição energética.

O objetivo principal da resolução era, em síntese, reduzir a entrada das usinas termelétricas no sistema elétrico fora da ordem de mérito para garantia energética, por determinação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), e sim por indicação dos próprios modelos a serem internalizados e cujas diretrizes a resolução comandava. Em consequência, as usinas operadas pelo critério de segurança, por determinação do CMSE, não participariam do preço de curto prazo de eletricidade (PLD) e seriam remuneradas pelo encargo do serviço do sistema (ESS), que são valores monetários destinados à cobertura dos custos dos serviços do sistema, inclusive os serviços ancilares, prestados aos usuários do sistema interligado nacional (SIN).

Mesmo não sendo ato legislativo, mas passível da constitucional função fiscalizadora e controladora do Congresso Nacional em relação a qualquer ato do Poder Executivo, e tendo em vista sua importância junto aos negócios legítimos de seus associados, a associação teve a iniciativa de propor a realização de audiência pública na Comissão de Minas e Energia, órgão permanente da Câmara dos Deputados, realizada em 19 de junho de 2013, para discutir a matéria.

A questão específica em si que incomodava os produtores independentes dizia respeito ao § 5.° do art 2.° da resolução que, em vez de prever que o custo de despacho adicional de usina acionada por decisão do CMSE fosse rateado por todos os agentes com medição de consumo do sistema interligado nacional (SIN) - ou seja, os consumidores -, passou a estipular que o valor seria dividido por todos os agentes de mercado, o que incluía os produtores independentes, proporcionalmente à energia comercializada nos últimos doze meses.

Segundo a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e o Operador Nacional do Sistema (ONS), a incidência do ESS por segurança energética ocorre quando o CMSE determina ao ONS que solicite a geração de usinas termelétricas com vistas a garantir a segurança do suprimento energético nacional, ou para atender o nível meta.

“Em 05 de dezembro de 2014, foi proferida sentença de mérito confirmando a procedência dos pedidos iniciais, sancionando-se o que fora decidido na antecipação de tutela e declarando-se a inexigibilidade do ESS decorrente da referida resolução do CNPE, em relação às autoras Apine e Abragel.”

Por outro lado, o ESS previsto no art. 59 do Decreto n. 5.163, de 30 de julho de 2004 – sem definição expressa de quem entre os usuários arcaria com este ônus - tem por escopo cobrir custos de serviços prestados para manter a confiabilidade e a estabilidade da operação do SIN, como dito, e, em consequência, a confiabilidade do serviço que é prestado ao consumidor de energia.

Depreende-se, adicionalmente, da leitura conjunta do art. 59 do Decreto n. 5.163, de 2004 e dos dispositivos legais que tratam da remuneração de serviço público de energia, em especial do inciso I do art. 14 da Lei n. 9.427, de 26 de dezembro de 1996, que o custo do ESS é de incumbência exclusiva dos consumidores. Ou seja, como o ESS por segurança energética pode ser cobrado para custear os serviços realizados pelos agentes de geração - de forma a preservar a estabilidade e a segurança do SIN, assegurando-se a confiabilidade do sistema em benefício dos consumidores, que não precisarão temer a escassez do produto -, seria justo que esses consumidores arcassem com o custo desse serviço. Argumente-se que os geradores não consomem o produto energia elétrica e, consequentemente, não necessitam de confiabilidade de suprimento desse produto para uso próprio.

Diante dessa perigosa e significativa mudança estrutural na sistemática regulatória do setor elétrico nacional, e ultrapassada a fase de audiência pública na Câmara dos Deputados, a Apine, em conjunto com a Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa (Abragel), se insurgiu judicialmente contra essa medida arbitrária e ilegal, a qual passou a onerar sobremaneira os agentes de geração com o custo de um serviço que beneficiaria exclusivamente os consumidores.

Em 27 de maio de 2013, o juiz da 4.ª Vara Federal do Distrito Federal proferiu, nos autos da ação ordinária ajuizada pela Apine e Abragel, decisão deferindo o pedido de antecipação de tutela requerido. Considerou o magistrado, para tanto, que a Resolução CNPE n. 3 alterou o art. 1.º da Lei n. 10.438, de 26 de abril de 2002, e alegou que tal alteração somente poderia acontecer por lei. A liminar obtida pelas duas associações em meio à forte atuação da Advocacia Geral da União junto ao caso foi a primeira no país a afastar os efeitos dessa resolução do CNPE.

Registre-se que o ato impugnado, além dos graves danos às geradoras, teria subvertido toda a lógica legal estabelecida para o complexo setor elétrico brasileiro e sinalizaria temerária instabilidade jurídica, uma vez que, além da falta de sustentação legal para tanto, submeteria os agentes ao alvitre de um órgão colegiado da Administração Pública que não detém legitimidade para expedir normatização para instituir obrigações no setor.

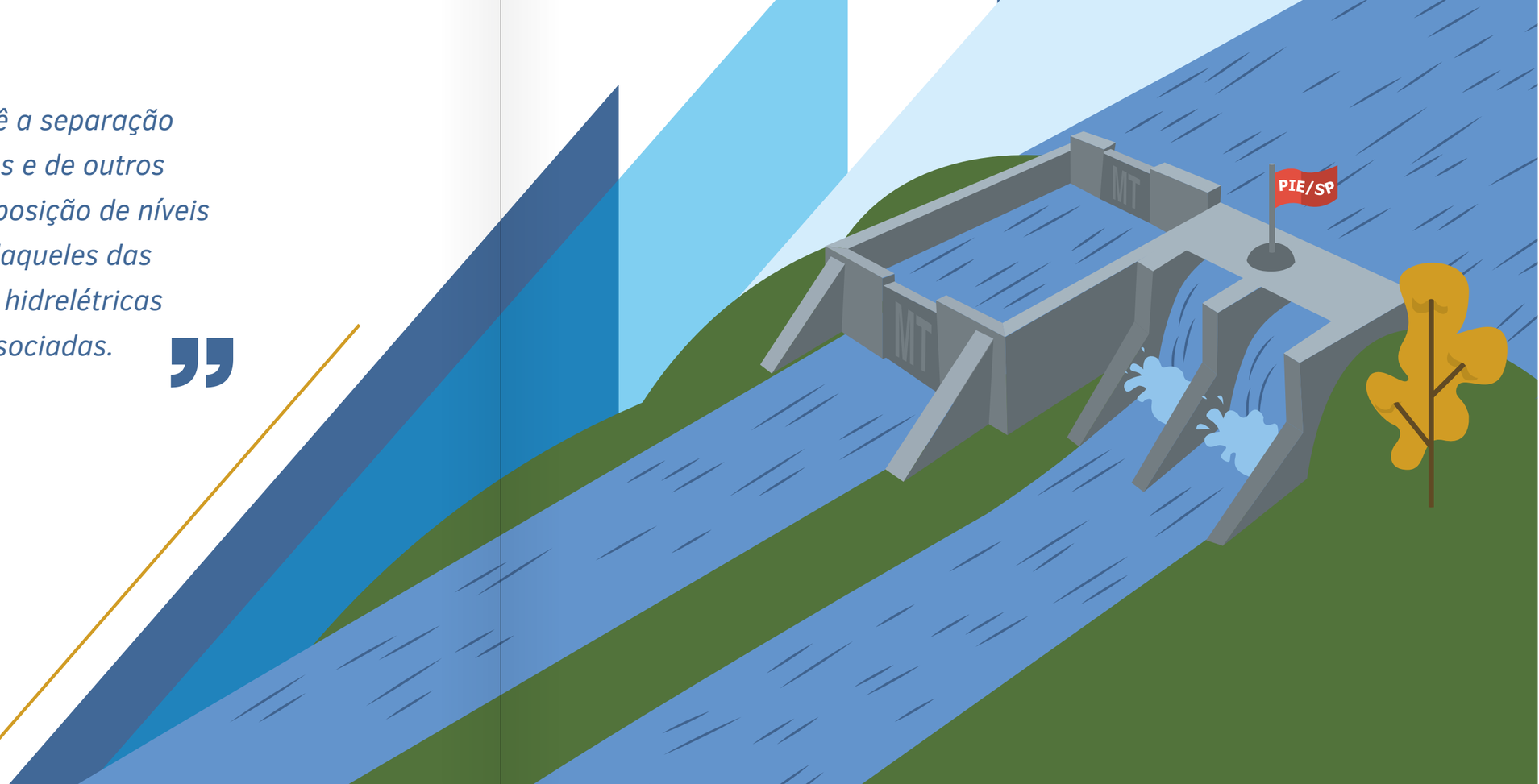
Em 05 de dezembro de 2014, foi proferida sentença de mérito confirmando a procedência dos pedidos iniciais, sancionando-se o que fora decidido na antecipação de tutela e declarando-se a inexigibilidade do ESS decorrente da referida resolução do CNPE, em relação às autoras Apine e Abragel. Em 12 de dezembro de 2014, a União interpôs apelação à referida sentença, que ainda será submetida ao crivo do Tribunal Regional Federal da 1.ª Região.

Por fim, enquanto se processam os passos ordinários da ação na Justiça Federal, há que se mencionar ainda que a referida audiência pública teve também seus efeitos, já que tramita na Câmara dos Deputados, à espera de parecer do relator na Comissão de Minas e Energia, o Projeto de Decreto Legislativo (PDC) n. 1.057/2013, dispondo sobre a sustação dos efeitos normativos da referida resolução do CNPE. Convém lembrar que o Congresso Nacional tem competência constitucional para sustar os atos normativos do Poder Executivo que exorbitem do poder regulamentar.

2 DE JANEIRO DE 2015

A LONGA BATALHA DOS CUSTOS REFERENTES A ECLUSAS NAS USINAS HIDRELÉTRICAS

> *A lei sancionada prevê a separação dos custos das eclusas e de outros mecanismos de transposição de níveis em rios e barragens daqueles das estruturas das usinas hidrelétricas a que elas estarão associadas.*



A Apine vem atuando, quase desde sua criação, contra projetos de lei federal que tramitaram ou tramitam no Congresso Nacional, propondo a assunção de ônus injustos e desproporcionais à função dos geradores de energia elétrica com base em aproveitamento de potencial hidráulico. Entre esses, com certeza, proliferam aqueles que dizem respeito à transposição de níveis de rio, entre montante e jusante, sobretudo os relativos a eclusas para fins de transporte hidroviário. É exemplo disso o Projeto de Lei da Câmara dos Deputados n. 3.009, de 1997, aprovado no Senado Federal, onde teve origem sob o número PLS 59, de 2006. Contra ele a Apine, em conjunto com outras associações do setor elétrico, junto ao Fórum de Meio Ambiente do Setor Elétrico (FMASE), tem-se batido até recentemente, tendo em vista sua felizmente lenta tramitação.

Contudo, há projeto em que sua propositura é equilibrada e permite a discussão técnica dentro do Parlamento brasileiro. É o caso da nova Lei n. 13.081, de 2 de janeiro de 2015, que, entre outras providências, dispõe sobre a construção e a operação de eclusas ou de outros dispositivos de transposição hidroviária de níveis em vias navegáveis e potencialmente navegáveis.

De modo similar, essa lei teve sua origem legislativa no Senado Federal, o PLS 209, de 2007, que, uma vez aprovado nessa Casa, foi admitido na Câmara dos Deputados como Projeto de Lei n. 5.335, de 2009. Nesta Casa revisora, a matéria foi alvo de requerimento de apensação exatamente ao referido PL 3009, de 1997, o que teria dificultado a discussão novamente. Contudo, o requerimento não foi aprovado, mas o projeto teve apensado a ele o PL n. 914, de 2011, aglutinando as discussões sobre matérias congêneres: um a menos para preocupar. Além disso, tendo em vista ser o projeto de lei objeto de apreciação de mais de três comissões de mérito, foi criada comissão especial para tratar da matéria.

> *Depois de longo e intenso trabalho que passou até pela elaboração de eventual substitutivo, a Apine obteve aprovação do relator de algumas emendas, que assim ficaram consignadas no projeto de lei substitutivo.*

Foi exatamente nessa comissão especial que a Apine, em conjunto com outras associações, junto ao FMASE, conseguiu acesso ao relator dos projetos de lei apensados. Depois de longo e intenso trabalho que passou até pela elaboração de eventual substitutivo, a Apine obteve aprovação do relator de algumas emendas, que assim ficaram consignadas no projeto de lei substitutivo. Essas emendas, junto com o substitutivo como um todo, foram aprovadas na comissão especial, com poder terminativo, sem necessidade de apreciação pelo Plenário da Câmara dos Deputados. Obviamente, o substitutivo aprovado foi remetido à nova apreciação do Senado Federal, onde foi totalmente confirmado, daí indo à sanção presidencial.

A conquista foi não só da Apine, mas de todos os agentes que se movimentaram junto ao FMASE, consolidando sua força e fazendo atender os interesses dos geradores. A lei sancionada prevê a separação dos custos das eclusas e de outros mecanismos de transposição de níveis em rios e barragens daqueles das estruturas das usinas hidrelétricas a que elas estarão associadas. Também os custos do licenciamento ambiental e da construção de eclusas ou de outros dispositivos de transposição de níveis em vias potencialmente navegáveis de domínio da União serão de responsabilidade do Ministério dos Transportes, não agravando, em ambos os casos, o consumidor de energia elétrica.

Por outro lado, ficou também definido que os projetos de futuros empreendimentos de geração com potência instalada superior a 50 MW devem incluir a construção simultânea de eclusas ou de outros mecanismos de transposição de nível. A regra não será aplicada a usinas até 50 MW de potência instalada, a usinas já existentes, às que estiverem em construção ou que tenham sido licitadas até quando a lei foi publicada, 5 de janeiro de 2015. Pontos para os geradores hidrelétricos!

Em termos operacionais, as instalações de transporte poderão ser operadas pelo poder público, pelo concessionário de energia elétrica ou ainda por outras empresas que preencherem os requisitos para assumir essa função, com certeza remuneradas pela função.

Enfim, vários pontos do interesse dos produtores independentes de energia elétrica ficaram ressalvados, chegando-se ao fim de longa batalha acompanhada de perto pela Apine, como deve ser sua função precípua.

FICHA TÉCNICA

A elaboração destes textos contou com a colaboração de diversos associados, que participaram ativamente da construção de cada uma dessas conquistas, aos quais agradecemos pelo apoio sempre dedicado a esta associação.

COORDENADORES:
Cristóvão Junior
Daniel Braga
Tuane Zancope

DESIGN:
Estúdio Marujo

Todos os direitos reservados.
Nenhuma parte desta publicação poderá ser armazenada ou reproduzida por qualquer meio sem a autorização por escrito da Apine.

BRASÍLIA, 2015

Associação dos Produtores Independentes de Energia Elétrica – Apine

SHS, Quadra 6, Ed. Brasil XXI, Bloco C, Sala 212
Brasília – DF, CEP: 70322–915
Tel.: +55 61 3224 6731 | 3226 3130
Fax: +55 61 3202 2616

E-mail: apine@apine.com.br
www.apine.com.br/20anos