

MP 579: LIÇÕES APRENDIDAS E PROPOSTAS PARA O FUTURO

Diogo Mac Cord de Faria

Engenheiro mecânico pela PUC-PR, mestre em sistemas energéticos pelo LACTEC/UFPR, doutorando pela Politécnica / USP e especialista em infraestrutura pela universidade de Harvard. É sócio de regulação econômica da consultoria LMDM e professor da FGV, onde também compõe a coordenação do MBA do Setor Elétrico. Já participou de mais de 30 processos de Revisão Tarifária (RTP) atuando tanto como consultor contratado pela ANEEL quanto como consultor de concessionárias de todo o país. É coordenador do P&D contratado pelas principais geradoras do país para propor ao governo uma metodologia de Revisão Tarifária para as usinas atingidas pela lei 12.783/2013.

PALAVRAS-CHAVE: MPV 579, MPV 688, Lei 12.783, Usinas Cotistas, Revisão Tarifária, Renovação das Concessões.

1. INTRODUÇÃO

Em 1995, após a publicação das leis 8987¹ e 9074², houve a primeira onda de renovação das concessões, seguida por um forte programa de desestatização das empresas. Fez parte do novo modelo a desverticalização das empresas do setor, isto é, a separação dos grandes grupos regionais em empresas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Não é objeto deste artigo discorrer sobre o marco regulatório brasileiro, porém é importante lembrar que, no final da década de 1990, mais especificamente em 1998, houve a definição dos “contratos iniciais”, que poderiam ser comparados com as “cotas” que a lei 12.783/2013 instituiu, dividindo a energia oriunda das usinas renovadas pelas distribuidoras (ambiente de contratação regulado). A grande diferença foi que, à época, o cálculo – definido pelas resoluções ANEEL 244 e 269 de 1998 – agradou aos geradores, tendo todos eles optado por renovar suas concessões. Na época, não foi imposto um nível tarifário único para todo o período de concessão renovado, como foi proposto pela lei 12.783/2013. O que foi proposto na ocasião pode ser verificado no Balanço do ano 2000 da Companhia Energética de São Paulo (CESP):

*O setor elétrico passa pela fase de transição, com a vigência dos Contratos Iniciais implantados pela Resolução ANEEL nº 244/98, que se caracterizam por preços e quantidades regulados que refletem a totalidade da energia assegurada, de modo que a CESP tem toda a sua produção comprometida com os Contratos Iniciais até o final de 2005. **Com a liberação gradual desses Contratos, a partir de 2003, e a cada ano subsequente, 25% da quantidade de energia elétrica poderá ser negociada livremente no mercado até que, em 2006, 100% da energia***

¹ Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências.

² Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências.

produzida estará disponível à livre negociação entre produtores, distribuidores, comercializadores e consumidores livres, inclusive residenciais. A ANEEL, através da Resolução nº 290, de 03 de agosto de 2000, homologou as regras e fixou diretrizes para a implantação gradual do Mercado Atacadista de Energia - MAE, cuja primeira etapa passou a valer a partir de 1º de setembro último.

Assim, a tarifa regulada perdurou apenas durante um período de transição, até que a livre concorrência pudesse retornar ao segmento de geração. É possível verificar, nas respectivas Resoluções, a preocupação da ANEEL com a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias, sem esquecer a necessidade de zelar-se pela modicidade tarifária:

Resolução ANEEL 244/1998:

a competição dar-se-á de forma gradual até o ano 2005, competindo à ANEEL, durante o período de 1998 a 2005, homologar os montantes de energia e demanda de potência a serem contratados e regular as tarifas correspondentes; durante a fase de transição deverão ser substituídos os atuais contratos de suprimento por contratos de uso do sistema de transmissão, contratos de conexão e contratos iniciais de compra e venda de energia.

Resolução ANEEL 269/1998:

(...) compete a ANEEL a fixação das tarifas das contratos iniciais; a necessidade de preservar o equilíbrio econômico-financeiro dos concessionários e a modicidade das tarifas ao consumidor na substituição dos contratos de suprimento pelos contratos iniciais de compra e venda de energia, contratos de conexão e contratos de uso da transmissão;

Este modelo “transitório” serviu para acomodar as usinas que já estavam em operação e que, por conta da criação de um novo modelo regulatório, precisavam ser regularizadas de alguma forma. No entanto, desde aquela época, já se sabia que estes contratos teriam duração total de 20 anos, e que expirariam entre 2015 e 2017. Ao contrário do que seria razoável, durante 18 anos nada foi discutido sobre o que fazer quando do final destes contratos – até que, em setembro de 2012, o então Ministro de Minas e Energia, Edson Lobão, anunciou ao país a Medida Provisória 579 com o seguinte discurso:

*Senhoras e senhores, Senhora Presidenta,
O dia de hoje ficará marcado nos registros da vida econômica e social deste País.
O ato que Vossa Excelência acaba de assinar em benefício do povo brasileiro confere a esta solenidade a dimensão histórica dos grandes acontecimentos.
Essas medidas representam aumento do poder aquisitivo da população brasileira, com a redução drástica do custo de produção de energia elétrica e da conta de luz paga pelo consumidor. As decisões de agora, constituem, na verdade, uma das mais arrojadas iniciativas para impulsionar o desenvolvimento do Brasil.*

2. A MEDIDA PROVISÓRIA 579/2012

2.1 Objetivos iniciais

A Medida Provisória (MP) 579 foi publicada no dia 11 de setembro de 2012. Sem um processo de consulta pública formal, que pudesse colher dos agentes do setor elétrico subsídios que pudessem ajudar na tomada de decisão, o Governo Federal fixou como meta a redução, em 20,2%, da tarifa final paga pelo consumidor. A ideia do governo era aproveitar o final dos contratos de geração e transmissão de energia, em tese com ativos já amortizados.

A ideia baseava-se no seguinte conceito: imaginando que as concessões são um imóvel financiado, o comprador (governo) paga as parcelas ao longo de um período pré-fixado e, ao final do contrato de financiamento, é o dono daquele imóvel, e pode ocupá-lo da forma como achar mais conveniente.

Assim, considerando que nada mais teria a pagar pelas concessões de geração e de transmissão, o poder concedente (União) teria (a princípio, segundo a lógica do mercado) duas alternativas: a primeira seria não reduzir o preço pago ao concessionário (a RAP, no caso das transmissoras, ou o valor do GWh, pago aos geradores) e religar os ativos pelo maior valor de outorga; já a segunda seria pegar os ativos e religitá-los pelo menor valor do serviço prestado (RAP ou MWh).

O caminho escolhido não foi um, nem outro: foi o de renovar com o concessionário vigente, mas ofertando um valor pré-definido pelo serviço, calculado pela ANEEL com base em uma metodologia discricionária parecida com a das distribuidoras de energia, na qual a Agência decide qual é a margem de lucro adequada, quanto deveria ser a “eficiência” da empresa, etc. Esta decisão ocorreu, fundamentalmente, pelos seguintes motivos: (a) O governo não acreditava que a concorrência entre agentes reduziria o preço a patamares razoáveis; (b) O governo acreditava que, por menor que fosse sua proposta, seu poder de barganha era grande com as concessionárias – que, caso não aceitassem as novas regras, poderiam perder parte importante de seus ativos, inviabilizando o negócio como um todo; e (c) Esperou-se tanto tempo para discutir as regras, que a melhor alternativa seria renovar com o operador atual para garantir a redução anunciada, deixando-se para discutir os detalhes da operação nos anos seguintes.

2.2 Resultados Alcançados

Prevendo que todos os concessionários aceitariam os termos da renovação de seus contratos, o Ministério de Minas e Energia (MME) cancelou, em 2012, o leilão A-1 (de contratação de energia existente) para as distribuidoras de energia. Na conta do Ministério, havia 11,8 GW_{med} que seriam disponibilizados no mercado por conta destas renovações. Como havia apenas 8,6 GW_{med} de contratos no ACR que estavam vencendo em 31/12/2012, os geradores cotistas seriam suficientes para atender à demanda das distribuidoras, o que eliminaria a necessidade do leilão. Ocorre que a decisão pelo cancelamento ocorreu antes da confirmação das renovações, ou seja, contou-se

prematuramente com algo que não se realizou. Apenas 7,8 GW_{med} foram renovados nas condições estipuladas pelo governo. Para piorar, a real necessidade de contratação das distribuidoras era superior aos contratos que venciam no final do ano – pela lógica de ampliação orgânica do mercado. Dos 9,8 GW_{med} que eram realmente necessários, portanto, 2 GW_{med} ficaram descontratados, no que se chamou de “exposição involuntária” das distribuidoras, já que foi o Governo quem optou por cancelar o leilão A-1, e não as empresas que erraram no dimensionamento de seus mercados. Para agravar ainda mais o déficit, o governo quis bancar sozinho a redução de 20,2% na tarifa, o que fez a demanda crescer 6,6% nos primeiros três meses de redução tarifária³.

Já as transmissoras aceitaram, integralmente, as novas regras estipuladas (que reconheceram apenas metade dos custos “reais” de Furnas, Eletronorte e Chesf; as menos prejudicadas foram CTEEP e Eletrosul).

Os prejuízos resultantes da MP579, apurados em relatório de auditoria do TCU, somaram R\$60,9 bilhões entre 2013 e 2014. Não foram considerados no cálculo, ainda, as indenizações da parcela da Rede Básica das transmissoras (RBSE), ainda não pagas e estimadas em R\$20 bilhões pelo mercado⁴; os juros da conta ACR, de R\$ 8,8 bilhões; os ativos de geração “incrementais”, ainda não indenizados; e os ativos de geração das concessionárias que optaram pela não-renovação, que precisarão ser indenizados entre 2015 e 2017. Assim, a conta ultrapassará facilmente os R\$100 bilhões, não esquecendo que este deverá ser o valor **líquido** pago às concessionárias. Considerando que todo o montante é faturado pelas distribuidoras ao consumidor residencial final, e que o ICMS, PIS e COFINS da tarifa de energia representam em média 37% do montante total, para arrecadar R\$100 bilhões líquidos é necessário cobrar do consumidor $100 / (1 - 37\%)$, o que resulta em uma conta de R\$158 bilhões – equivalente ao faturamento anual das distribuidoras de energia⁵.

2.3 O que deu errado na Geração

Com o objetivo de explicar o porquê das geradoras não terem aceitado as novas regras impostas pelo governo, frustrando os planos iniciais do concedente, demonstramos a seguir os principais fatores que levaram as empresas a tomarem esta decisão.

2.3.1 A indenização dos ativos não amortizados

A lei 8.987/95 é bastante clara sobre a indenização dos ativos:

*Art. 36. A reversão no advento do termo contratual far-se-á com a **indenização das parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados**, que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido.*

³ Resenha mensal do Mercado de energia elétrica. EPE, abril de 2013.

⁴ Revista Brasil Energia, novembro de 2014. Uma conta bilionária.

⁵ ABRADEE. Comparação Internacional das Tarifas de Energia. 2013.

Muitos foram os problemas quanto à metodologia de cálculo destes ativos. Elenca-se, a seguir, as principais:

a) Os conceitos de “depreciação” e de “amortização” são distintos

Enquanto “depreciação” é um conceito contábil, a “amortização” é um conceito econômico, relacionado à extinção de uma dívida. No caso das distribuidoras de energia, que têm suas tarifas reguladas, a “amortização” recebe o nome de “quota de reintegração regulatória”, ou QRR.

Depreciação: A depreciação de bens do ativo imobilizado corresponde à diminuição do valor dos elementos ali classificáveis, resultante do desgaste pelo uso, ação da natureza ou obsolescência normal. Referida perda de valor dos ativos, que têm por objeto bens físicos do ativo imobilizado das empresas, será registrada periodicamente nas contas de custo ou despesa (encargos de depreciação do período de apuração) que terão como contrapartida contas de registro da depreciação acumulada, classificadas como contas retificadoras do ativo permanente⁶.

Quota de Reintegração Regulatória: A Quota de Reintegração Regulatória (QRR) corresponde à parcela que considera a depreciação e a amortização dos investimentos realizados e tem por finalidade recompor os ativos afetos à prestação do serviço ao longo da sua vida útil. A Quota de Reintegração Regulatória (QRR) depende fundamentalmente da Base de Remuneração Regulatória e da taxa média de depreciação das instalações⁷.

Não importa, portanto, quanto foi a depreciação contábil do equipamento; o que importa, na verdade, é quanto foi reintegrado, ou seja, quanto a concessionária recebeu na tarifa por aquele ativo. Funciona como um financiamento bancário pelo sistema de amortização constante (SAC), no qual a “amortização” seria exatamente igual à depreciação contábil, que é subtraída do valor “remunerável” da Base de Remuneração. Esta associação é bastante óbvia para concessionárias que já possuem tarifa regulada, como é o caso das distribuidoras de energia, e como se propõe fazer a partir de agora (pós-lei 12.783/2013) para as geradoras. No entanto, torna-se complexo quando o cálculo se refere a concessionárias com mais de 30 anos. É importante lembrar que o setor já viveu uma época, até meados da década de 1990, que definia sua tarifa pelo custo do serviço, onde sobre os custos totais reais da usina era acrescida uma margem que variava de 10% a 12% para calcular seu preço final por MWh⁸. Já que a depreciação era parte dos custos de geração, conclui-se que a parcela depreciada era, de fato, reintegrada pela tarifa. No entanto, houve um período de congelamento das tarifas que não permitiu a total cobertura dos custos de geração, muito menos da remuneração adequada dos investimentos e da reintegração dos ativos, principalmente por conta da alta inflação que incidia sobre os custos, sem ser repassada pela geradora ao preço da energia⁹.

⁶ Receita Federal. RIR/1999, art. 305

⁷ Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, Submódulo 2.1

⁸ O regime de Remuneração Garantida foi extinto pela lei 8.631 de 4 de março de 1993

⁹ CASTRO, Nivalde. **Pensando o fim das concessões do setor elétrico**. VII Congresso Brasileiro de Regulação, 2011.

Estudo realizado pela Confederação Nacional das Indústrias – CNI verificou que, de 1974 a 1984, em 7 anos a rentabilidade das empresas ficou abaixo do piso de 10%¹⁰, o que evidencia que não houve amortização do principal.

b) O “Valor Novo de Reposição” não poderia ser usado para valorar os ativos

O Valor Novo de Reposição – VNR refere-se ao valor de reposição de um novo equipamento, associado à sua reposição por outro que permite cumprir com as mesmas funções e qualidade de serviço, embora não necessariamente de idênticas características. Este método avalia os ativos levando em conta a melhor tecnologia disponível e os preços de mercado, os quais não necessariamente apresentam evolução de custos segundo os índices inflacionários. O VNR em essência é o custo de renovar as instalações por outras que melhor as substituam, ou seja, o custo de renovar as instalações utilizando os critérios de tecnologia e custos vigentes, além de considerar que esses custos se encontram adaptados às demandas existentes¹¹. Por esta metodologia, desconsidera-se toda a “história” do bem, ou seja, se à época da constituição do ativo existiam meios, ferramentas e tecnologias suficientes para que fosse realizado o investimento da forma como ele pode ser realizado hoje. Esta metodologia pode ser injusta aos concessionários, que possuíam, por exemplo, processos de construção muito menos sofisticados do que os atuais.

c) Falta de transparência no cálculo do VNR

Apesar da Nota Técnica EPE-DEE-RE-092/2012-r1 referenciar os “relatórios de cálculo do VNR de cada empreendimento”, tais relatórios jamais foram disponibilizados às concessionárias. Assim, além do processo como um todo não ter passado por Audiência Pública, mesmo os resultados finais não puderam ser compreendidos ou contestados, posto que a memória de cálculo não foi encaminhada, mesmo após pedidos formais das empresas e de associações de classe. Este problema torna-se ainda mais grave quando, dentro da pouca informação divulgada, encontra-se erros grosseiros, como utilizar o valor orçado da usina (em detrimento ao valor realmente gasto), usar como “paradigma” usinas novas para valorar usinas com mais de 30 anos de operação e utilizar critérios diferentes, conforme conveniência (para as máquinas e equipamentos, que reduziram de valor ao longo das décadas, usou-se o VNR; para terrenos e custos ambientais, que aumentaram de valor ao longo das décadas, usou-se o valor histórico).

2.3.2 A remuneração, via tarifa, de 2013 até o final da concessão

Para saber se valeria a pena ou não renovar sua concessão, seria necessário que o investidor modelasse, nos sistemas NEWAVE e DECOMP, as séries hidrológicas que julgasse mais aderentes à realidade do país. À época, as concessionárias calcularam que o Preço de Liquidação das Diferenças – PLD ficaria acima dos R\$300,00 / MWh nos anos seguintes, o que se mostrou uma estimativa acertada para grande parte dos meses – em especial para 2014, conforme histórico demonstrado na Tabela 01.

¹⁰ CNI. **A Crise do Setor Elétrico: diagnóstico e medidas corretivas**. 1986

¹¹ Agência Reguladora de Águas, Energia e Saneamento Básico do Distrito Federal. Anexo II da Nota Técnica no 004/2009 – SREF – SFSS/ADASA

Tabela 01: Histórico do PLD médio de janeiro de 2013 a dezembro de 2014

Mês	2013				2014			
	SE/CO	S	NE	N	SE/CO	S	NE	N
12	291,00	291,00	292,30	291,00	601,21	601,21	601,21	601,21
11	331,07	331,07	331,07	331,07	804,54	804,54	804,54	804,54
10	262,06	214,28	270,89	263,53	776,88	731,53	776,88	776,88
9	266,16	248,36	269,10	269,10	728,95	728,95	728,95	728,95
8	163,38	145,56	164,69	163,38	709,53	709,53	709,53	709,53
7	121,29	102,59	121,61	121,35	592,54	503,10	592,54	592,54
6	207,62	204,10	207,94	207,67	417,16	206,12	417,11	417,11
5	344,84	344,84	344,84	344,84	806,97	806,97	772,21	334,59
4	196,13	196,13	197,38	196,13	822,83	822,83	744,28	640,73
3	339,75	339,75	339,84	339,40	822,83	822,83	756,37	696,21
2	214,54	214,54	212,59	212,59	822,83	822,83	755,90	452,44
1	413,95	413,95	409,76	409,76	378,22	378,22	379,35	364,80

Fonte: CCEE

A ANEEL publicou a Nota Técnica 385/2012 SRE/SRG, na qual definiu os valores da Receita Anual de Geração (RAG) das usinas que se enquadrariam neste processo de renovação das concessões. A título de comparação, podemos considerar a UHE Três Irmãos, antiga concessão da Cesp e única usina já relicitada¹². Por meio da Resolução Homologatória – REH nº 1.572, de 23/07/2013, foram homologadas as RAG das usinas hidrelétricas em regime de cotas nos termos da Lei 12.783, de 11/01/2013, para o período de 1º/07/2013 a 30/06/2014, e fixada a tarifa associada às cotas de garantia física de energia e de potência. A GAG¹³ aprovada para a usina foi de R\$30 milhões / ano. Considerando que a usina gera 217,5 MW_{med} é possível calcular uma geração aproximada de 1.900GWh / ano, que vezes o preço médio do PLD no período para a região Sudeste (R\$ 262 / MWh), resulta em um faturamento aproximado de R\$500 milhões. Assim, a oferta do governo pela renovação representa um valor 93% inferior – ou seja, 1 ano de venda da energia no mercado livre representa 15 anos de venda no mercado regulado cotista. Logicamente, o investidor que fez esta conta não renovou sua concessão, vendendo sua energia descontratada no ACL até o final da concessão original.

¹² Apesar de ter sido indicada pela ANEEL como sendo parte do completo de Ilha Solteira, o governo federal relicitou-a de forma independente

¹³ A GAG (custo da Gestão dos Ativos de Geração) pode ser comparada à “Parcela B” das distribuidoras, isto é, o montante que efetivamente fica com o concessionário. A RAG (Receita Anual de Geração), que compõe outros custos – como encargos setoriais – aprovada para a usina de Três Irmãos foi de R\$71,8 milhões / ano.

2.3.3 A remuneração, via tarifa, do período de renovação da concessão

As figuras 01 e 02 demonstram a diferença no fluxo de caixa das concessionárias que optassem por permanecer com sua concessão até o prazo original e aquelas que optassem por renová-la.

Figura 01: Fluxo de caixa do período original de concessão

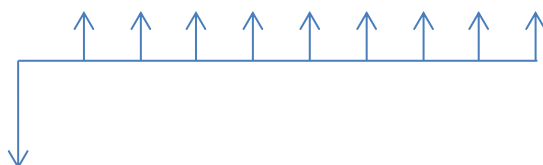
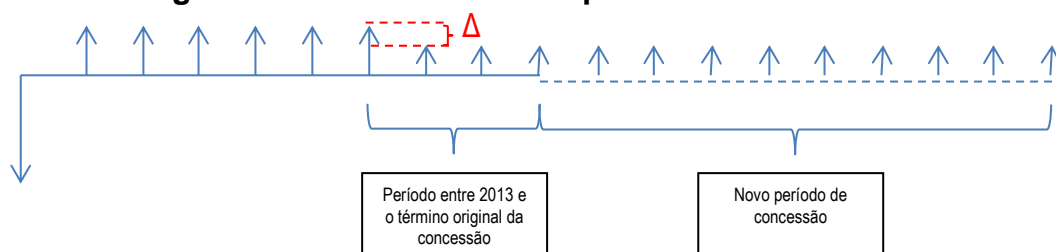


Figura 02: Fluxo de caixa do período estendido da concessão



Como é possível observar, quem optou por renovar a concessão tem seu período estendido, porém deve assumir uma redução de receita já a partir dos últimos anos aos quais teria direito de comercializar sua energia no mercado livre. Cada empresa precisaria, portanto, observar dois aspectos para decidir ou não renovar: (a) Qual o “delta” (Δ) que define a diferença entre o preço da energia no mercado de curto prazo e o preço ofertado pelo governo, somando-se todos os anos que faltariam para completar a concessão, contados a partir de 2013? (b) O valor ofertado pelo governo é suficiente para, nos demais anos, cobrir o custo real de O&M da concessionária, remunerar adequadamente o risco de operação da usina e gerar fluxo de caixa suficiente para investir em melhorias de longo prazo?

A primeira pergunta foi respondida no capítulo 2.3.2 deste artigo. Já a segunda pergunta pode ser pensada da seguinte forma: a parcela denominada GAG (vide nota explicativa 13) é suficiente para cobrir todos os custos operacionais da usina, e ainda remunerar adequadamente o risco de gestão de um ativo do porte da UHE em questão? Aproveitando o mesmo exemplo do capítulo anterior, o governo ofereceu uma GAG de R\$30 milhões para operar a usina de Três Irmãos, que possui potência instalada de 807,5 MW, uma barragem de 3.640m de comprimento e um reservatório de 785 km². É importante ressaltar que, pelas contas do governo, a GAG possui 10% de “taxa de remuneração”, isto é, considera-se que o custo “eficiente” de O&M da Usina é de R\$27 milhões, e que o operador receberá, como “recompensa” por operar uma das maiores usinas do país, R\$3 milhões ao ano (ou R\$250 mil por mês). Isso se seus custos reais

estiverem dentro dos custos “eficientes” calculados. Vale ressaltar que, na relicitação de Três Irmãos, apenas um interessado ofertou lance: Furnas, subsidiária do grupo Eletrobras.

2.4 O que deu certo na Transmissão

Ao contrário das geradoras – que tinham como alternativa às novas regras aproveitar uma situação especial do mercado (alto PLD) e, nos dois ou três anos entre a MP579 e seus contratos terminarem, ganharem mais do que em 30 anos de renovação – as transmissoras tinham muito a perder caso não aceitassem as regras do governo.

Isto porque elas estavam mais expostas do que as geradoras em termo de relevância dos ativos em final de contrato versus os ativos totais em operação – ou seja, havia uma forte preocupação sobre o que fazer com todos os funcionários, estrutura administrativa e operacional destas empresas caso elas perdessem a operação dos contratos que estavam vencendo.

A CTEEP chegou a anunciar que não renovaria sua concessão¹⁴, porém voltou atrás quando o governo publicou a Medida Provisória 591/2012, que reconhecia o direito das transmissoras à indenização dos ativos anteriores a maio de 2000 (aqueles considerados “Rede Básica do Sistema Existente”, ou RBSE).

Com esta condição, todas as transmissoras aceitaram renovar seus contratos, já que sabiam qual era o valor da indenização dos ativos “novos” (RBNI) e imaginavam qual seria o valor de indenização dos ativos “velhos” (RBSE). Acreditavam que, capitalizadas, poderiam investir em novas linhas, aumentar sua escala e preservar a rentabilidade do negócio – valendo-se dos contratos renovados para tentar apenas pagar as contas do dia-a-dia até que as novas linhas estivessem prontas.

Estas foram as razões que levaram estas concessionárias a, em 2012, aceitarem os termos de renovação. Passados quase três anos, entretanto, a realidade é outra: as empresas não receberam a parcela do RBNI à vista, e o parcelamento atrasou. Os ativos RBSE, até setembro de 2015, ainda não tinham um valor final definido pela ANEEL, e o cálculo do VNR destes ativos enfrenta uma série de dificuldades por, na maioria das vezes, serem instalações que não constam no banco de preços regulatório da Agência, que se recusa a atualizá-los pelo valor contábil (por exemplo, subestações blindadas SF6).

Para piorar, as instalações em tensão inferior a 230 kV (chamadas de DITs) correm o risco de serem repassadas às distribuidoras, conforme sugere a Audiência Pública 041/2015 (encerrada em 31 de agosto e ainda sem resultados divulgados). A CTEEP, por exemplo, perderia 30% de sua receita, caso isso aconteça de fato.

¹⁴ Valor Econômico: Conselho da Cteep recomenda não prorrogar concessões sob MP 579. 12/11/2012.

2.5 O que esperar da Distribuição

A julgar pelo que ocorreu com a geração e com a transmissão, o cenário das distribuidoras não é bom. Isso porque o governo tem demonstrado forte aversão a ouvir o que os agentes tem a dizer.

É importante fazer uma importante distinção entre as concessões de distribuição daquelas de geração e transmissão: o relacionamento com o consumidor. Quando há uma interrupção de fornecimento, o consumidor residencial a vê como um problema da distribuidora, não importando onde e nem por quem a interrupção foi ocasionada.

Esta sensibilidade faz com que exista uma preocupação ainda maior com a qualidade das distribuidoras: o Fator X, que reduz ano a ano o custo operacional das empresas em busca de um ganho de produtividade, pode ser ainda mais agressivo caso a qualidade da empresa seja ruim – e, a partir de 2015, a “qualidade” não é só um conceito técnico: compreende também a percepção do serviço que o consumidor tem.

A Audiência Pública 038/2015, que trata a questão da renovação dos contratos de distribuição, demorou 33 meses para ser aberta, após a publicação da MP 579 – que já foi muito tardia. Em que pese o processo ter sido mais transparente, já que pelo menos houve uma audiência pública, a parte que é, de longe, a mais sensível para as empresas ainda não foi definida: a Base de Remuneração Regulatória (BRR), discutida no âmbito da Audiência Pública 023/2014 e ainda não concluída até a primeira semana de setembro. Esta decisão diria às empresas quanto vale seus ativos – condição mínima para saber se para cada real investido na concessão, no mínimo este mesmo real voltará via tarifa.

Claro, devem haver parâmetros de incentivo à eficiência. O que não pode haver é uma alteração destes parâmetros a cada 5 anos, e sempre depois do investimento já ter sido realizado (como acontece desde o primeiro ciclo de revisão tarifária, em 2003). Este “contrato de boa fé” que as concessionárias assinam, esperando que a ANEEL, a cada ciclo tarifário, reconheça corretamente os investimentos realizados, deveria ser firmado já no momento da renovação do contrato, eliminando qualquer discricionariedade ex-post por parte da Agência. Este processo seria deveras positivo para todas as partes envolvidas, garantindo transparência e minimizando riscos do negócio, com consequente redução da tarifa no médio prazo.

A definição ex-ante das regras, inclusive, é condição fundamental para que o governo consiga precificar corretamente as distribuidoras atualmente administradas pelo grupo Eletrobras (Goiás, Roraima, Alagoas, Piauí, Rondônia, Acre e Amazonas). Afinal, regras claras reduzem risco, aumentam o valor da empresa e, por consequência, beneficiam o caixa do governo. Incertezas reduzem o valor da empresa, aumentam o risco do negócio e penalizam não só o governo, que receberá um valor menor pelos negócios, como também os investidores, que passam a ter que se preocupar com qual será a regra do dia seguinte.

O momento de realizar todos estes ajustes seria agora, na renovação dos contratos; no entanto, não há sinalização de que isso será feito. Para piorar, a ANEEL propõe

indicadores econômico-financeiros e de qualidade mínimos, que caso sejam desrespeitados por dois anos consecutivos, anulam o contrato de concessão. Apesar de ser uma boa iniciativa – que buscará uma busca contínua pela eficiência técnica e financeira – esta medida representa mais um desafio para o investidor, que não só desconhece a regra do dia seguinte, como se não conseguir interpretá-la rápido o suficiente, perde a concessão.

3. A MEDIDA PROVISÓRIA 688/2015

3.1 Objetivos iniciais

No dia 18 de agosto de 2015 foi publicada a Medida Provisória 688, que originalmente foi desenhada para equilibrar a questão do déficit hídrico (*generation scaling factor – GSF*) dos geradores.

No entanto, o governo aproveitou esta publicação para inserir duas questões com impacto na licitação das usinas que não foram renovadas por Copel, Cesp e Cemig, a saber: (a) A licitação poderá ser feita pela combinação entre outorga e menor valor do serviço; e (b) A destinação de 30% da garantia física das usinas para livre comercialização por parte do concessionário.

Na prática, o governo reconheceu que a receita anteriormente calculada não era suficiente para cobrir os custos das usinas – criando a possibilidade de vender parte da energia no ACL para cobrir a diferença. Quanto à outorga (necessária em tempos de déficit público), a ideia seria que o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) calculasse um valor fixo por usina. O concessionário precisaria pagá-la à vista, porém poderia recuperá-la na receita regulada, correspondente aos 70% da GF que iria em forma de cotas para o ACR. O vencedor da licitação seria quem aceitasse receber menos por ano em troca de um mesmo valor fixo, à vista, de outorga.

Na prática, a outorga “real” pode ser calculada pela diferença entre o valor da outorga cobrada pelo governo menos o valor presente líquido (VPL) dos valores anuais que o concessionário vencedor aceitou receber ao longo do contrato. É um mecanismo completamente diferente do que normalmente se vê, provavelmente para dar uma nova roupagem ao modelo utilizado pelo governo FHC, bastante criticado pelo governo PT nos últimos 12 anos. O objetivo inicial é arrecadar R\$17 bilhões em outorgas.

3.2 As inconsistências da Medida Provisória

Existem vários problemas com a MP 688, a começar pela repetição do que aconteceu com a MP 579: a imposição arbitrária de uma regra sem antes passar por um processo regular de audiência pública, que colheria do mercado sugestões de adequação à regra, em mais uma demonstração autoritária de que os agentes nada teriam a contribuir em uma decisão que já estava tomada. É a política do remendo, na qual um erro passado é resolvido com mais um erro no presente.

O governo precisa entender que o mercado demanda um prazo para estudar, absorver e precificar qualquer nova medida legal ou regulatória que afete seu negócio. A MP 579 foi inesperada e controversa - e somente agora as geradoras afetadas começavam a entender as regras de relicitação.

O pior foi a falta de imparcialidade da ANEEL: a MP 688 foi publicada no dia 18, e a Agência abriu a audiência pública 054 já no dia seguinte, com o edital de licitação de 29 usinas “velhas”, estando o pregão marcado para o dia 30 de outubro. A AP deu apenas 30 dias para que o mercado entendesse as novas regras, realizasse projeções complexas – que envolvem o custo da energia para as próximas décadas – e enviasse suas contribuições. O prazo é tão curto que há risco de relicitar as usinas antes da MP ser convertida em lei – e qualquer mudança na regra após a licitação seria um desastre. A agência, portanto, já vinha tratando deste tema apenas com o governo – sendo que sua função é equilibrar os interesses das concessionárias, do poder concedente e do consumidor. A partir do momento em que o peso da decisão de uma parte prevalece sobre as demais, há uma captura da agência que não é positiva. Ressalta-se que, apesar da decisão de licitar um bem público seja do poder concedente, há interesses dos concessionários atuais que não foram observados, razão pela qual eles deveriam ter sido envolvidos neste processo. Isso porque não se sabe qual é o valor que deve ser dado aos operadores atuais destas 29 usinas como indenização pelos investimentos ainda não amortizados: corre-se o risco de arrecadar R\$17 bilhões em outorgas e gastar mais do que isto em indenizações às usinas. O prazo de entrega do laudo de avaliação destas usinas é 31 de dezembro de 2015, dois meses depois do agendamento do leilão. Considerando que a ANEEL precisa de cerca de 150 dias para fiscalizar e validar o laudo, novamente se terá um processo tumultuado, onde empurra-se o problema para frente fazendo com que ele tome proporções cada vez maiores.

Finalmente, há a questão do próprio risco hidrológico. Em uma usina nova, há a liberdade de comercialização de 100% da garantia física por parte do concessionário, que pode gerenciar este risco da forma mais adequada. Da mesma forma, 100% dos custos da usina estão sob sua gestão. No entanto, nesta modelagem proposta, 70% da garantia física da usina é diretamente destinada ao ACR. O problema é que a ANEEL não reconhece 70% dos custos desta usina na receita regulada: estudos preliminares das geradoras brasileiras¹⁵ demonstram que o valor calculado pela ANEEL cobre apenas 51% do custo real das usinas. Isso significa que 70% da GF recebe apenas 35% dos custos reais, cabendo aos 30% da energia restante cobrir 65% dos custos da usina. Quando colocamos nesta conta mais o risco hidrológico (geralmente materializado quando o PLD está no teto, a R\$388, mais de 10 vezes o valor pago pelo MWh “cotista”) este desbalanço é ainda maior (ou seja, está se dando às concessionárias a gestão de um risco que talvez não seja comportado pela quantidade de energia que ela poderá comercializar, lembrando que por questões de mercado, o MWh “livre” tem um teto de valor, que pode não ser suficiente para cobrir os custos não reconhecidos pela parcela do ACR mais o risco hidrológico).

¹⁵ Projeto de P&D 6491-0339/2014 patrocinado pelas concessionárias Copel, Cemig, Cesp, Eletronorte, Furnas, Chesf, Baesa, Enercan, Apiacás e DME.

4. PROPOSTA ALTERNATIVA PARA O FIM DAS CONCESSÕES DE GERAÇÃO

É importante a consideração de que o objetivo inicial do governo com a MP 579, qual seja dar ao consumidor uma vantagem por conta do término da concessão e da amortização dos investimentos iniciais, foi correta. No entanto, o problema concentrou-se na má execução da meta, por conta principalmente da falta de diálogo com os agentes.

A vantagem ao consumidor poderia ser dada de duas formas: a primeira, reduzindo a tarifa cobrada pelo serviço; a segunda, cobrando uma outorga pelo direito de venda da energia por um MWh de mercado (por exemplo, pelo valor médio do último leilão de energia nova A-5).

A opção escolhida pelo governo na MP 579 foi a de menor valor, porém houve erro na calibração deste preço-teto. Em um processo como este, espera-se que:

- a) Deva haver um cálculo justo dos valores a indenizar (investimentos ainda não amortizados);
- b) Não se deva repassar ao operador riscos que não podem ser gerenciados por ele;
- c) Deva haver uma metodologia razoável para a cobertura integral dos custos operacionais da usina, deixando margem para a competição; e
- d) Deva haver um mecanismo de incentivo à eficiência operacional dos novos operadores.

Sobre o ponto “a”, a metodologia proposta pela EPE foi contestada por diversos motivos, principalmente porque: (i) A metodologia de “valor novo de reposição” não deveria ser a mais indicada para cálculo da indenização, já que “cobra” uma eficiência que não era possível ser atingida no momento da construção da usina; (ii) Houve seletividade no cálculo do VNR, ou seja, ele foi aplicado somente sobre instalações civis, máquinas e equipamentos (que tiveram redução de preço nos últimos 30 anos), sendo que terrenos e questões sócio-ambientais (que tiveram aumento de custo no mesmo período) foram atualizadas pelo valor contábil real; (iii) Foram considerados dados “orçados” de usinas novas, e não as informações “realizadas” de custos.

Independente da forma de cálculo, que exigiria um artigo específico sobre o tema, recomenda-se que, no mínimo, o valor da indenização conste no Edital de re-licitação desta usina, e que caiba ao vencedor da nova concessão indenizar o operador antigo pelos ativos. No entanto, não se viu na Audiência Pública 054/2015 (minuta do edital de licitação de 29 usinas não renovadas pela MP 579) qualquer menção quanto à indenização. Isso pode gerar um grande problema adiante, já que os valores de outorga definidos pelo governo serão arbitrários e desvinculados ao valor da indenização a ser paga, podendo causar um eventual déficit futuro.

Sobre o ponto “b”, é importante dizer que foi um avanço a MP 688 reconhecer que não havia cobertura tarifária suficiente no modelo da MP 579 para todos os custos das usinas velhas. No entanto, a opção por direcionar 30% da energia ao ACL não é a mais indicada, pois – como anteriormente demonstrado – o risco é muito alto para o operador, que conta com pouca margem de gestão da receita dos outros 70% da usina, que não tem a

totalidade de seus custos cobertos.

Sobre o ponto “c”, é preciso considerar dois fatores: o primeiro, sobre a cobertura dos custos operacionais, do dia-a-dia da usina. O governo propôs – suportado pela nota técnica 385/2012 SRE-ANEEL – um custo operacional “regulatório” que cobria apenas 51% do custo real das usinas. Ressalta-se que a metodologia apresentada pela ANEEL cobriu apenas 51% do custo total da usina porque buscou, como benchmarking comparativo, usinas novas, automatizadas, que não poderiam ser comparadas com plantas construídas há mais de 30 anos – e, por isso, o cálculo deve ser revisado.

Já o segundo fator refere-se à remuneração pelo risco de operação de um ativo, proporcional ao seu valor de reposição. A solução proposta pelo governo (destinação de uma parcela da garantia física ao ACL) não é a mais adequada, pois ao mesmo tempo em que dá uma solução, traz um novo problema de gestão do risco hidrológico. Como alternativa, propõe-se um mecanismo de remuneração dos ativos “velhos” similar ao que a ANEEL aplica sobre as “obrigações especiais” das distribuidoras de energia elétrica. O conceito de obrigações especiais é similar ao que os novos operadores encontrarão: ativos constituídos com recursos de terceiros e que, agora, estão sob sua gestão. A ideia é ter uma fórmula que seja aplicada sobre estes ativos “velhos” e que dê ao operador o fluxo de caixa necessário, principalmente nos primeiros anos da nova concessão, para equalizar seus custos. Este valor poderia ser decrescente ao longo dos 30 anos de concessão (já que os ativos “velhos” seriam, regularmente, substituídos por ativos “novos”). Enquanto os ativos “velhos” são desativados, esta remuneração aplicada sobre eles é reduzida. Simultaneamente, os ativos novos (que os substituem) são imobilizados, recebendo normalmente uma parcela de remuneração sobre o investimento (baseada no WACC) e a quota de reintegração regulatória, igual à amortização (baseada na depreciação contábil), como prevê o submódulo 10.4 do Proret.

Este poderia ser, inclusive, o critério de escolha do novo operador: quem oferta o menor percentual de remuneração sobre os ativos “velhos”. No entanto, para isso, é importante que estes ativos já estejam valorados (VNR), para que exista uma base de cálculo conhecida pelos licitantes (para que estes apresentem seus lances de forma consciente).

Este método reduziria os riscos do negócio (já que retira o risco hidrológico da gestão dos novos operadores), e por consequência pode culminar com a redução do preço do serviço – não só por um menor retorno aceito pelos operadores, por conta da menor percepção de risco, como também por voltar a destinar 100% da garantia física da usina ao ACR.

Finalmente, sobre o ponto “d” acima, é importante dar à iniciativa privada a chance de conseguir aumentar seus ganhos por meio da criatividade de negócio. Por exemplo: a possibilidade de utilizar os reservatórios como área de geração de energia solar; a de explorar comercialmente áreas de lazer contíguas ao lago; etc. Tal garantia geraria ganhos não só para o operador, como também para a região do entorno – que veria uma retomada de investimentos mais de 30 anos após a entrada em operação daquela usina.

5. CONCLUSÃO

Muito ainda precisa ser discutido sobre a melhor forma de relimitar as usinas antigas. O que se sabe, por enquanto, é que todos os erros causados pela MP 579/2012 ocorreram por falta de projeção sobre o cenário real do setor elétrico: acreditou-se que o efeito seria um, mas na prática foi outro muito diferente.

É preocupante que a MP 688 não tenha realizado processos regulares de audiência pública, e que por isso corra o risco de repetir efeitos adversos, não previstos inicialmente pelo governo – por conta de sua visão unilateral do tema.

É importante que as 29 usinas não renovadas pela MP 579/2012 não sejam relimitadas no dia 30 de outubro, como proposto pelo governo, e que seja instaurado um processo de consulta pública longa o suficiente para definir um procedimento ideal de relimitação destas plantas.

Considerando que a concessão é de 30 anos, falhas neste momento podem se perpetuar por um período além do razoável, o que exigiria renegociações ex-post que resultariam em termos aditivos ao contrato de concessão que, no limite, poderiam inclusive frustrar o processo competitivo e penalizar os consumidores do serviço.

6. BIBLIOGRAFIA

Nota Técnica EPE DEE-RE-092/2012-r1. Assunto: Cálculo do Valor Novo de Reposição – VNR de Empreendimentos de Geração de Energia Elétrica. Brasília, 2012.

Nota Técnica nº 385/2012-SRE/ANEEL. Assunto: Contribuição ao processo de fixação da Tarifa Inicial de Geração, de responsabilidade do Ministério de Minas e Energia – MME, referente às usinas hidrelétricas elegíveis à antecipação dos efeitos da prorrogação das concessões, nos termos do art. 13 da Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012.

Nota Técnica nº 388/2012-SRE/ANEEL. Assunto: Contribuição aos estudos para cálculo do valor da indenização das usinas hidrelétricas de responsabilidade do Ministério de Minas e Energia – MME, referente às usinas hidrelétricas elegíveis à antecipação dos efeitos da prorrogação das concessões, nos termos da Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012.

Relatório TCU 011.223/2014-6. **Auditoria operacional. Impacto da medida provisória nº 579/2012 – convertida na lei nº 12.783/2013 – na conta de desenvolvimento energético -cde e no sistema elétrico brasileiro. Conhecimento da estrutura tarifária. Cancelamento do leilão de energia. Exposição involuntária das distribuidoras. Audiência. Determinações e recomendação. Envio de cópia do acórdão aos órgãos competentes.** Brasília, 2014.

Resenha mensal do Mercado de energia elétrica. EPE, abril de 2013.

Revista Brasil Energia, novembro de 2014. Uma conta bilionária.

ABRADEE. **Comparação Internacional das Tarifas de Energia.** 2013.

Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, Submódulo 2.1. Estabelece os procedimentos gerais para cálculo da revisão tarifária periódica a serem utilizados no Terceiro Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica (3CRTP). ANEEL, 2011.

CASTRO, Nivalde. **Pensando o fim das concessões do setor elétrico.** VII Congresso Brasileiro de Regulação, 2011.