



CONSULTA PÚBLICA MME 152/2023

CONCESSÕES VINCENDAS DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

JULHO/2023

CONSULTA PÚBLICA 152/2023

Concessões Vincendas de Distribuição de Energia Elétrica

1 INTRODUÇÃO

Esta contribuição versa sobre as diretrizes para a renovação das concessões de distribuição apresentadas pelo Ministério de Minas e Energia (MME) na Consulta Pública 152/2023.

Em linhas gerais as diretrizes são sensatas. A maior parte das contribuições apresentadas nesta nota visam a aprimorar tais diretrizes, mas há algumas ressalvas importantes que precisam ser observadas.

Esta contribuição é composta de cinco seções:

- a primeira seção é esta Introdução;
- a segunda seção trata das alternativas para o tratamento das concessões vincendas (prorrogação, transferência ou licitação);
- a terceira seção aborda a questão de captura de ‘excedente econômico’;
- a quarta seção trata de diretrizes específicas para os novos contratos de concessão, mais precisamente daquelas pertinentes a: contrapartidas sociais, digitalização das redes, qualidade e perdas não técnicas.

A(s) recomendação(ões) ou ressalva(s) associada(s) ao tema abordado são resumidas em um quadro ao final de cada seção.

2 ALTERNATIVAS PARA AS CONCESSÕES VINCENDAS

2.1 PRORROGAÇÃO

2.1.1 CRITÉRIOS MÍNIMOS PARA PRORROGAÇÃO

O condicionamento da prorrogação de concessões de distribuição apenas para concessionárias que tenham atendido a critérios mínimos de provisão de serviço e de capacidade econômico-financeira para assegurar um nível mínimo de resiliência na provisão do serviço é prudente. Esta exigência atende à crítica apresentada pelo Tribunal de Contas da União (NT MME, § 4.1.4) no sentido de assegurar que o concessionário tenha condições de prover uma gestão eficiente.

Os critérios mínimos propostos pelo MME são balizados pelos (NT MME, § 4.5.1.1):

- indicadores de qualidade (i.e., índices de duração e frequência das interrupções); e
- indicadores de eficiência na gestão econômico-financeiras.

É razoável condicionar a prorrogação de concessão a critérios técnico-operacionais e econômicos.

No entanto, é importante lembrar que as concessionárias estão sujeitas a eventos que fogem de seu controle ('choques externos') e que podem deteriorar estes indicadores por algum tempo. Por isto, é importante avaliar a concessionária com base no seu desempenho ao longo de todo o período de concessão.

Durante o período da concessão, não é incomum a concessionária sofrer abalos que impactam a qualidade do serviço ou suas condições econômico-financeiras. Quando estes abalos ocorrem nos anos finais da concessão, a concessionária pode não dispor de tempo suficiente para recuperar os indicadores e, diante da incerteza quanto ao futuro da concessão, pode ter dificuldades para captar os recursos financeiros requeridos para superar os desafios impostos por tais abalos.

Por isto, é apropriado que a proposta do MME preveja a possibilidade de prorrogação mesmo para as concessionárias que não atenderem aos requisitos mínimos, desde que tal pedido de prorrogação seja acompanhado de um plano de recuperação e correção de falhas e transgressões aprovado pela Aneel (NT MME, § 4.5.1.5).

Tal plano de recuperação e correção de falhas e transgressões deve prever prazos para avaliações intermediárias e final da execução do plano. Também deve-se permitir o direcionamento de recursos dos programas de eficiência energética, ultrapassagem de demanda, excedente de reativo e parcela das 'outras receitas' obtidas com a prestação de atividades acessórias da distribuidora para ações de eficiência energética e modernização previstos no item X das diretrizes como para as demais concessões a serem prorrogadas (NT MME, § 4.7.1).

RECOMENDAÇÃO

O MME deve estabelecer diretrizes para o estabelecimento do 'plano de recuperação e correção de falhas e transgressões' a ser aceito como condição para a prorrogação de concessões de distribuição de empresas que não atendem aos critérios mínimos de qualidade e eficiência na gestão econômico-financeira, prevendo prazos para avaliações intermediárias e final da execução do plano.

2.1.2 ANTECIPAÇÃO

A Nota Técnica do MME também prevê a possibilidade de antecipação da prorrogação (antes do prazo de 36 meses do final da concessão) quando de interesse mútuo do Poder Concedente e da concessionária (NT MME, § 4.5.4). Isto serve para dirimir as incertezas relacionadas à continuidade da concessão, permitindo uma gestão da captação de recursos financeiros mais eficiente.

A antecipação da prorrogação das concessões também permitiria promover um redirecionamento dos recursos para dar mais foco às políticas públicas. Em vez de alocar estes recursos para promover a modicidade tarifária para todos os consumidores, os recursos poderiam ser concentrados para endereçar as questões mais críticas e urgentes (NT MME, § 4.5.3.8).

Por fim, a antecipação permitiria acelerar a troca do indexador estabelecido nos contratos de concessão antigos:

- do **IGP-M** (Índice Geral de Preços-Mercado), que é um índice mais abrangente englobando preços nas diversas etapas da cadeia produtiva;
- pelo **IPCA** (Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo), que é um índice focado nos preços dos bens e serviços para o consumidor final.

No entanto, a antecipação não deve ser condicionada a ‘contrapartidas de investimentos’ (NT MME, § 4.5.4). O aditivo contratual pode conter diretrizes e metas de natureza técnico-operacionais (como é feito para a qualidade do serviço), mas não o estabelecimento de aportes mínimos em termos monetários com recursos próprios da concessionária de distribuição. Cabe à concessionária decidir quanto, quando, onde e como realizar os investimentos para atender as metas estabelecidas pelo Poder Concedente.

O aditivo contratual pode conter a provisão de ‘contrapartidas sociais em eficiência energética’ (item X do § 4.7.1 da NT MME), da mesma forma que será exigida das concessionárias que requisitarem prorrogação no prazo previsto na lei. Esta exigência pode ser estipulada em termos monetários, desde que condicionada à promoção da eficiência energética e modernização das redes (NT MME, § 4.5.3.7) e financiada pelas seguintes fontes (NT MME, § 4.5.3.5):

- os recursos destinados aos programas de eficiência energética;
- as ‘outras receitas’ obtidas do compartilhamento dos recebimentos pela execução de atividades acessórias realizadas pela distribuidora; e
- as receitas provenientes da ‘ultrapassagem da demanda’ e ‘excedente de reativos’.

Note que a lista exclui o financiamento com recursos provenientes de “eventual excedente econômico”, pois, como argumentado na Seção 3, isto implicaria interferência no regime regulatório implementado na Aneel.

Porém, o valor dos investimentos em eficiência energética e modernização das redes a ser realizado nos primeiros cinco anos da concessão prorrogada não deve superar o montante de recursos que se projeta recolher destas fontes na respectiva área de concessão no prazo de cinco anos. Esta recomendação visa a mitigar o risco de uso político da antecipação das concessões para buscar contrapartidas que proporcionem frutos no curto prazo às custas do interesse público de longo prazo.

RECOMENDAÇÃO

A prorrogação antecipada pode prever investimentos em eficiência energética e modernização das redes, desde que o valor não supere os recursos projetados a serem coletados nos primeiros cinco anos da concessão renovada provenientes do programa de eficiência energética, 'outras receitas', ultrapassagem de demanda e excedente de reativos.

As contrapartidas requeridas das concessionárias de distribuição devem tomar a forma apenas de metas de natureza técnico-operacionais.

2.2 LICITAÇÃO

A Nota Técnica do MME reconhece que as revisões tarifárias – sendo bem-sucedidas na manutenção do equilíbrio econômico-financeiro – capturam eventuais excedentes, o que elimina o principal argumento para a realização de licitação (NT MME, § 4.4.9). Além disso, reconhece que as licitações envolvem riscos e custos (NT MME, § 4.4.11).

Os riscos e custos de reversão de uma concessão implícita no processo de licitação não devem ser menosprezados.

Além das base de ativos reconhecida na contabilidade regulatória (base de remuneração regulatória) é preciso também considerar os investimentos em ativos que entraram em operação desde a última revisão tarifária, os investimentos em ativos que ainda não entraram em operação, e os ativos não elétricos.

Diferentemente das concessões de geração e transmissão que tratam de ativos bem especificados, a distribuição é definida pela responsabilidade por atendimento de uma determinada área de concessão, dispondo de uma grande variedade de tipos de ativos, muitos dos quais não são específicos ao setor elétrico. Tão, ou mais, importante que os ativos físicos da distribuidora, são os seus funcionários, o capital humano detido por eles, as bases de dados e os conhecimentos específicos da área de concessão. A separação do que consiste em ‘ativo’ pertencente à empresa ou à concessão de distribuição não é trivial. Mais difícil ainda é assegurar efetiva transferência de informações e conhecimentos.

Esta separação, contabilização e transferência pode ser demorada e sujeita a contestações judiciais.

São essas as razões pelas quais o MME corretamente busca mitigar o risco de discontinuidades provendo a possibilidade de **prorrogação** ou de **transferência do controle acionário** para um novo controlador que passaria a contar com um novo prazo de concessão (NT MME, § 4.5.1.5). Estas alternativas podem promover uma transição de forma menos custosa do que a extinção da outorga seguida de licitação.

Não obstante, há situações em que a concessionária pode optar por simplesmente devolver a concessão, cenário no qual o melhor caminho para o Poder Concedente é promover uma licitação.

A Nota Técnica do MME prevê que a licitação seria realizada sem reversão prévia dos bens, com a indenização paga pelo vencedor do certame, com eventual complementação pela Reserva Geral de Reversão (RGR) (NT MME, § 4.3.1 e § 4.7.1, diretriz XXIV-XXVIII).

A opção de pagamento da indenização com recursos da RGR pode onerar todos os consumidores de energia elétrica, já que as despesas da RGR compõem o orçamento anual da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) que, por sua vez, define o encargo CDE que é cobrado de todos os consumidores.

No entanto, para mitigar o risco de expropriação dos investimentos realizados pelos concessionários atuais é imperativo que as diretrizes, e o Edital de Licitação, explicitem que a concessão só será transferida à nova concessionária mediante o pagamento da **indenização dos ativos ainda não amortizados ou não depreciados à concessionária anterior.**

RECOMENDAÇÃO

O Edital de Licitação deve prever que a transferência da concessão é condicionada ao recebimento do pagamento da indenização devida ao antigo concessionário pelos ativos não amortizados ou não depreciados.

3 CAPTURA DE EXCEDENTE ECONÔMICO

A Nota Técnica do MME propõe a realização de uma investigação para avaliar a existência de um “eventual excedente econômico” já que na ausência de licitação se perde um instrumento para verificar se a tarifa praticada está alinhada aos custos da provisão do serviço:

“[...] a opção pela não licitação automática decorre dos custos de transação inerentes ao processo e aos riscos ao consumidor em função de eventual comprometimento da continuidade do serviço. Por outro lado, a licitação tem o papel de revelar o verdadeiro valor de mercado de determinado ativo. Assim, na ausência da licitação como regra geral, procura-se verificar a existência de excedente econômico que possa ser transferido aos consumidores, em decorrência do processo de prorrogação das concessões.

Posto isso, buscou-se realizar uma investigação acerca da existência de um excedente econômico nas concessões de distribuição, a partir da comparação entre os retornos aos acionistas estimados pela regulação tarifária e aqueles efetivamente auferidos para fins de mensuração do excedente econômico.” (NT MME, §§ 4.5.2.1 e 4.5.2.2)

Com base na premissa de existência de excedente econômico, a Nota Técnica do MME propõe uma metodologia para mensurar este suposto ‘excedente’, denominado ‘**Indicador 1**’, que consiste na razão entre:

- o **retorno anual médio auferido** pelo acionista;
- o **retorno regulatório esperado** para o capital próprio empregado, levando em conta:
 - a proporção do capital próprio na estrutura de capital;
 - o custo do capital próprio; e
 - a base de remuneração líquida.

A Nota Técnica do MME argumenta ainda que haveria excedente econômico se o ‘Indicador 1’ for superior a 1, o que então deveria ser ‘capturado’ (NT MME, § 4.5.2.7) para ser ‘repartido no processo de prorrogação’ (NT MME, 4.5.3.1).

É importante registrar que tal indicador pode ser muito volátil e dificilmente traria um retrato adequado da rentabilidade esperada das empresas. O retorno do acionista é o valor residual resultante da subtração de todas as despesas da receita auferida. Isto significa que os retornos anuais sobre o capital próprio podem variar muito de um ano ao outro. Pode haver anos de retornos muito elevados e outros anos de retornos muito baixos ou mesmo negativos. É por isto que investimentos no mercado acionário são denominados renda variável (em contraponto aos investimentos em renda fixa). O acionista investe com a expectativa de que anos de retornos extraordinários compensarão os anos de retornos baixos e negativos. A captura de parte do lucro nos anos de maior rendimento comprometeria esta expectativa, afugentando investidores.

Isto posto, é provável que o retorno efetivamente observado em determinado ano possa ser muito diferente do retorno regulatório esperado. Portanto, tal indicador só tende a apresentar resultados coerentes quando examinado sob a ótica de longo prazo, mas isto implicaria considerar uma janela temporal histórica que não reflete as condições atuais da concessionária de distribuição.

Entretanto, o maior problema está no próprio conceito de se ‘capturar o excedente econômico’ no processo de prorrogação das concessões de distribuição. Tal conceito é equivocado e prejudicial para o concessionário e o consumidor.

A captura do ‘excedente econômico’ apontado pela metodologia proposta implica intervenção no regime regulatório adotado pela Aneel, o que configura uma violação dos papéis institucionais que a própria Nota Técnica do MME destaca que devem ser observados (NT MME, § 4.2.1.8):

“Não obstante, é preciso observar a divisão de papéis entre as instituições do setor, de modo que o MME, em seu papel de Poder Concedente, deve fornecer diretrizes para a ANEEL elaborar os novos contratos

de concessão de distribuição, sem um nível demasiadamente detalhado que possa limitar o trabalho da Agência, mas sem ser tão genérico a ponto de as diretrizes não serem diretamente aplicáveis. Da mesma maneira, as diretrizes do Poder Concedente devem se preocupar em estabelecer a política pública, não adentrando em questões regulatórias.”

Atualmente o setor elétrico é regido pela **Regulação por Incentivos**, com base em tarifas estabelecidas por meio de comparações (*benchmarking*) de custos. Neste regime de regulação tarifária, é esperado que algumas das empresas reguladas tenham desempenho superior e, conseqüentemente, obtenham retornos superiores à média, enquanto outras tenham retornos inferiores.

É importante ter em mente que estes retornos superiores só se materializam quando a empresa regulada apresenta um desempenho superior aos padrões históricos aferidos nos modelos utilizados para balizar o *benchmarking*. Na ausência dos ganhos de eficiência ou aprimoramentos da qualidade não haveria excedente.

A Regulação por Incentivos tem sido bem-sucedida, como pode ser constatado no *White Paper 22* do Instituto Acende Brasil, que mostra que as tarifas de fornecimento têm seguido em linha com os índices de inflação (Figura 3), com destaque à contribuição do segmento de distribuição que apresentou queda de participação na tarifa ao longo dos anos (Figura 11), ao mesmo tempo que apresentou melhoria nos índices de continuidade do fornecimento (DEC na Figura 6, e FEC na Figura 7).

Na prática, a implementação do conceito de captura de excedente econômico desvirtuaria o regime regulatório vigente, substituindo o regime regulatório de ‘preço teto’ (*Price Cap*, um conceito amplamente documentado na literatura nacional e internacional) por um regime de ‘compartilhamento do lucro’ (*Profit Sharing* ou *Sliding-Scale Regulation*).

A extração de tais retornos, *ex post*, no processo de renovação das concessões teria o efeito de comprometer a estrutura de incentivos intencionalmente estabelecidas pelo regulador para induzir os entes regulados a reduzir custos (ganhos de eficiência) e melhorar a qualidade do serviço.

A ‘captura’ deste ‘excedente econômico’ representaria uma violação do pacto regulatório estabelecido. As empresas reguladas pautaram as suas ações ao longo de anos dos contratos de concessão, realizaram investimentos e se empenharam na promoção de melhorias operacionais levando em conta o regime regulatório estabelecido nos respectivos ciclos tarifários. A captura retrospectiva de eventuais excedentes frustraria tais expectativas, elevando o risco setorial.

A própria Nota Técnica do MME reconhece, corretamente, o efeito deletério que a captura dos excedentes teria sobre os incentivos dados aos agentes mais eficientes, mas equivoca-se ao considerar que a utilização de um indicador único para todas as empresas resolveria o problema (NT MME, § 4.5.2.7). Uma empresa que já apresenta um retorno inferior ao esperado, ao sofrer a expropriação de um ‘excedente’ que ela não obteve, teria o seu equilíbrio econômico-financeiro abalado.

A proposta de captura de excedente econômico é:

- teoricamente incoerente;
- prejudicial para as empresas reguladas no curto prazo; e
- danosa para os consumidores no longo prazo, já que comprometeria a regulação por incentivos e implicaria elevação do risco setorial que, por sua vez, elevaria o custo de captação de recursos

financeiros pelas empresas, aumentando o custo de prestação do serviço neste setor que é capital intensivo.

RESSALVA

Não cabe realizar “investigação acerca da existência de excedente econômico” e – muito menos – a adoção de mecanismos para “captura de excedente econômico”.

Tais iniciativas configuram intervenções na esfera regulatória e distorcem a estrutura de incentivos do regime de regulação tarifária em vigor, além de proporcionar um entendimento equivocado sobre os resultados das concessionárias de distribuição.

4 NOVO CONTRATO DE CONCESSÃO

4.1 ‘CONTRAPARTIDAS SOCIAIS’

4.1.1 ‘CONTRAPARTIDAS’ BALIZADAS PELOS BENEFÍCIOS FISCAIS

A Nota Técnica do MME faz menção a ‘excedentes do custo regulatório de capital’ em razão dos benefícios fiscais concedidos a concessionárias de distribuição localizadas em determinadas regiões do país (NT MME, § 4.5.3.5). Entende-se que isto se refere à redução das alíquotas do Imposto de Renda para concessionárias enquadradas nas áreas abrangidas pela Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste (Sudene) e da Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia (Sudam).

Esta é uma matéria constitucional sobre a qual o Ministério de Minas e Energia não pode intervir.

Desde o Terceiro Ciclo de Revisões Tarifárias, a Aneel busca estabelecer as tarifas de fornecimento considerando as alíquotas efetivamente cobradas das respectivas concessionárias (Resolução Normativa 457/2011). A metodologia utilizada pela Aneel para definir o custo de capital considerado na construção das tarifas é explicitada no submódulo 2.4 (§19) dos **Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret)**.

Além dos incentivos regionais, a Aneel também leva em conta os benefícios fiscais concedidos a:

- cooperativas e autarquias municipais; e
- concessionárias de pequeno porte (i.e., com remuneração regulatória inferior a R\$ 240.000).

A aplicação desta metodologia implicaria receita requerida menor para as concessionárias que gozam de benefícios fiscais e, conseqüentemente, tarifas mais baixas para os seus clientes. Ou seja, a regulamentação da Aneel já prevê o repasse dos benefícios fiscais para os consumidores.

No entanto, o repasse do benefício fiscal preconizado pela Aneel no Proret vem sendo barrado pela Justiça, como apresentado a seguir.

Inicialmente, a aplicação do repasse dos benefícios fiscais foi suspensa por decisão liminar do **Juiz da 7ª Vara Federal da Seção Judiciária do Distrito Federal**. Em seguida, a Aneel ajuizou um pedido de Suspensão de Segurança por lesão à ordem administrativa e econômica que foi temporariamente acatado pelo **Superior Tribunal de Justiça** até ser suspensa por meio de Mandado de Segurança proferido pelo Ministro Ayres Britto do **Supremo Tribunal Federal (STF)**. Subseqüentemente, a decisão liminar foi reforçada pelo presidente da Suprema Corte, Ministro Joaquim Barbosa, que negou seguimento ao pedido de suspensão de segurança impetrado pela Aneel.

O entendimento dos Ministros do STF é que este tema trata de matéria eminentemente constitucional da legalidade tributária, cuja competência é do STF.

No entanto, na sua arguição, o Ministro Joaquim Barbosa aponta o motivo pelo qual a captura do benefício fiscal das concessionárias de distribuição pode não ser do interesse público. Ele destaca que tais benefícios fiscais foram levados em conta pelas concessionárias antes de realizarem investimentos nestas regiões:

“É lícito presumir que a concessão do incentivo fiscal foi motivada pelas dificuldades de instalação de empreendimentos nas áreas da Sudam e da Sudene. Essas instalações requerem um comprometimento dos empreendedores, que assumem riscos inerentes à exploração econômica. Ao calcularem os riscos é muito provável que esses investidores tenham levado em consideração o incentivo fiscal”.

Logo, a expropriação dos benefícios fiscais, após a realização de investimentos, configura uma frustração de expectativas, o que se traduz em instabilidade institucional que afugenta investimentos futuros.

A **7ª Vara do Tribunal Regional Federal do Distrito Federal** julgou o mérito do mandado de segurança, seguindo este raciocínio:

“[...] deu-se às empresas a **garantia do benefício fiscal após os investimentos**, de modo que a superveniente modificação da composição dos preços é fator gerador de instabilidade não previsível e não autorizada por lei”.

Esta decisão da primeira instância foi confirmada pelo **Tribunal Regional Federal da 1ª Região**:

“1. O benefício fiscal concedido por meio da **Medida Provisória n. 2.199-14/01** às sociedades distribuidoras de energia elétrica situadas nas áreas abrangidas pelas extintas SUDAM e SUDENE, consistente na redução do IRPJ e adicionais calculados com base no lucro da exploração, constitui isenção onerosa, nos termos do **art. 178 do CTN [Código Tributário Nacional]**, visto que **concedido por prazo certo e sob determinadas condições**;

2. A Resolução n. 457/11 da ANEEL [que instituiu o Proret no Terceiro Ciclo de Revisões Tarifárias], ao dispor sobre a dedução do benefício no cálculo da denominada taxa de retorno, com o escopo de reduzir o valor das tarifas a serem cobradas dos consumidores finais pelas distribuidoras, neutralizou, ainda que parcialmente, os efeitos da isenção concedida por meio da citada Medida Provisória, ato normativo com força de lei, em violação ao citado artigo do CTN e ao enunciado da **súmula 544 do Supremo Tribunal Federal [...]**”.

A decisão é embasada no fato de que o benefício concedido no artigo 1º da **Medida Provisória 2.199-14** trata de um benefício condicionado a investimentos na instalação, ampliação, modernização ou diversificação em áreas consideradas prioritárias para o desenvolvimento regional:

“Art. 1º Sem prejuízo das demais normas em vigor aplicáveis à matéria, a partir do ano-calendário de 2000, as pessoas jurídicas que tenham projeto protocolizado e aprovado até 31 de dezembro de 2023 para instalação, ampliação, modernização ou diversificação, enquadrado em setores da economia considerados, em ato do Poder Executivo, prioritários para o desenvolvimento regional, nas áreas de atuação da Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste (Sudene) e da Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia (Sudam), terão direito à redução de 75% (setenta e cinco por cento) do imposto sobre a renda e adicionais calculados com base no **lucro da exploração**.”

É importante destacar que a legislação impede a distribuição dos benefícios fiscais aos acionistas. A aplicação do benefício fiscal considera o conceito de ‘lucro de exploração’, que é definido e regulamentado no **Decreto-Lei 1.598**. Caso o valor do benefício fiscal não for inteiramente empregado em investimentos qualificados pela lei durante o ano, o valor excedente deve ser contabilizado como ‘reserva de incentivos fiscais’ para aplicação futura, seja na absorção de prejuízos ou no aumento do capital social da empresa:

“O valor do imposto que deixar de ser pago em virtude das isenções e reduções de que tratam as alíneas ‘a’, ‘b’, ‘c’ e ‘e’ do § 1º [que tratam dos incentivos regionais] não poderá ser distribuído aos sócios e constituirá a reserva de incentivos fiscais de que trata o art. 195-A da Lei no 6.404, de 15 de dezembro de 1976, que poderá ser utilizada somente para:

- I - absorção de prejuízos, desde que anteriormente já tenham sido totalmente absorvidas as demais Reservas de Lucros, com exceção da Reserva Legal; ou
- II - aumento do capital social.” (§3º do art. 19 do Decreto-Lei 1.598).

A decisão do Tribunal Regional Federal também é fundamentada na **Súmula 544 do STF**, enunciado que resume o entendimento majoritário do STF sobre o tratamento de benefícios tributários em casos semelhantes nos quais o Tribunal sempre tenha tomado a mesma decisão:

“Isenções tributárias concedidas, sob condição onerosa, não podem ser livremente suprimidas.”

Portanto, a determinação de que os recursos associados aos benefícios fiscais sejam direcionados para custear contrapartidas sociais como condicionante para a prorrogação das concessões de distribuição, como pretendido pelo MME, é uma questão de fundo constitucional e legal.

RESSALVA

Não cabe ao MME estabelecer o direcionamento dos recursos associados aos benefícios fiscais de fomento regional ligados aos tributos incidentes sobre a renda como condicionante para a prorrogação de concessões.

4.1.2 'CONTRAPARTIDAS' DE INVESTIMENTOS EM ATIVOS NÃO PERTENCENTES A CONCESSÃO

A Nota Técnica do MME prevê cinco ações aptas a receber investimentos como contrapartidas sociais requeridas no processo de prorrogação (NT MME, § 4.7.1):

“IX - Como contrapartida à prorrogação das concessões, haverá obrigação de investimento, a contar da data de assinatura dos contratos, segundo diretrizes do Poder Concedente.

X - Os investimentos devem ser realizados nas seguintes ações, conforme diretrizes a serem estabelecidas pelo MME:

- a. Programas de eficiência energética de prédios públicos;
- b. Realização de investimentos em eficiência energética de áreas da concessão com elevado nível de perdas não técnicas;
- c. Promoção do desenvolvimento econômico e social de populações carentes, por meio de ações exclusivas do setor de energia elétrica;
- d. Investimento na modernização de sistemas de medição, com o objetivo de propiciar outras soluções tecnológicas e outros serviços aos usuários;
- e. Investimentos em painéis solares para redução dos custos de energia elétrica na operação de cisternas e poços artesianos em comunidades sujeitas à insegurança hídrica.”

Além destas cinco ações sociais de eficiência energética elencadas no item X das diretrizes, o MME deveria considerar a introdução de mais uma voltada a investimentos em eficiência energética, painéis solares, microrredes e baterias em comunidades remotas ou isoladas, de baixa densidade demográfica, a fim de reduzir o custo de fornecimento a um patamar mais próximo à tarifa média de fornecimento no país.

É muito importante que tais investimentos sejam sempre restritos à promoção da eficiência energética e modernização das redes de distribuição, como indicado na Nota Técnica do MME:

“A utilização de recursos que seriam obrigatórios à prorrogação das concessões deve ficar restrita a temas relacionadas com eficiência energética e modernização das redes de distribuição” (NT MME, § 4.5.2.7).

RECOMENDAÇÃO

Entre as ações sociais de eficiência energética dever-se-ia incluir investimentos em eficiência energética, painéis solares, microrredes e baterias em comunidades remotas ou isoladas, de baixa densidade demográfica, a fim de reduzir o custo de serviço em tais áreas a um patamar mais próximo da tarifa de média de fornecimento no país.

Prever a destinação de recursos tarifários do programa de eficiência energética, ultrapassagem de demanda, excedente de reativos, e parcela de 'outras receitas' no contrato de concessão para financiar tais contrapartidas sociais é admissível: trata-se de uma decisão de política pública de concentrar a aplicação de recursos para lidar com as questões mais críticas e urgentes em vez da alocação mais difusa de promoção da modicidade tarifária de todos os consumidores.

É importante destacar que contrapartidas a serem arcadas com recursos das concessionárias de distribuição devem ser destinadas exclusivamente aos investimentos em ativos de distribuição, isto é: ativos que sejam aptos de serem incorporados na Base de Remuneração Regulatória (BRR) ou na Base de Anuidade Regulatória (BAR).

Destas cinco contrapartidas sociais indicadas nas diretrizes propostas pelo MME, apenas a opção 'd' – investimento na modernização de sistemas de medição – se qualifica como investimento apto a ser enquadrado como investimento na concessão de distribuição. No entanto, como apontado na Seção 2.1.2, as contrapartidas exigidas das concessionárias de distribuição devem ser de natureza técnico-operacionais, ou seja, baseada em metas de resultados. Cabe a concessionária definir a melhor estratégia de como, quanto, quando e onde investir.

Os demais itens (opções 'a', 'b', 'c' e 'e') podem ser exigidos, mas devem ser financiados com os recursos tarifários previstos (NT MME, § 4.5.3.5):

- programa de eficiência energética;
- ultrapassagem de demanda;
- excedente de reativos; e
- parcela das 'outras receitas' oriundas de atividades acessórias realizadas pela concessionária.

RECOMENDAÇÃO

As contrapartidas exigidas das concessionárias de distribuição devem ser de natureza técnico-operacional, destinadas exclusivamente à promoção de inversões em ativos de distribuição, isto é, aqueles ativos que possam ser incluídos na Base de Remuneração Regulatória ou na Base de Anuidade Regulatória.

As 'contrapartidas sociais em eficiência energética' voltadas a realização de investimentos em ativos que não compõem a base de ativos da concessão devem ser financiadas exclusivamente com os recursos obtidos do programa de eficiência energética, ultrapassagem de demanda, excedente de reativos, e parcela das 'outras receitas' oriundas de atividades acessórias realizadas pela concessionária.

4.2 DIGITALIZAÇÃO DAS REDES

Como bem destacado na Nota Técnica do MME (NT MME, § 4.2.1), nas próximas décadas as distribuidoras passarão por profundas mudanças em função:

- da crescente participação de Recursos Energéticos Distribuídos;
- do uso de veículos elétricos;
- de novas tecnologias que podem alavancar as possibilidades de provisão de serviços de resposta da demanda; e
- da abertura do mercado.

Esta transformação exigirá uma adequação das redes de distribuição aos novos padrões de uso. Também exigirá uma nova forma de atuação das distribuidoras, que terão que passar a atuar como operadoras de redes locais, gerenciando a provisão local de serviços ancilares para assegurar a confiabilidade do fornecimento.

Estes desafios trazem muitas incertezas e podem vir a exigir vultosos investimentos das distribuidoras. Diante disso, é muito importante que os novos contratos de concessão prevejam cláusulas que proporcionem a flexibilidade necessária para lidar com este novo ambiente que se configura, como bem colocado na NT do MME (NT MME, § 4.3.0.13):

“[...] o Setor Elétrico deverá passar por significativas transformações nas próximas décadas. Trata-se de um contexto que demandará regulação flexível, passível de ajustes diante das contingências, mas que não prejudique a previsibilidade e a segurança jurídica dos contratos de concessão de distribuição. Nesse sentido, entende-se oportuna a inclusão, nos contratos de concessão, de seção dedicada a alocação de riscos entre o Poder Concedente e os concessionários, de modo a servir como cláusulas subsidiárias para a solução de conflitos.”

No entanto, as diretrizes propostas abordam apenas a alocação de riscos, solução de conflitos, flexibilidade para alteração dos serviços a serem prestados pela distribuidora e a separação contábil das atividades (NT MME, § 4.7.1):

“alocação de riscos entre o Poder Concedente e os concessionários, de modo a servir como cláusula subsidiária para a solução de conflitos” (IV, i)

“flexibilidade para a alteração dos serviços a serem prestados pela distribuidora, preservando o equilíbrio econômico-financeiro” (V, b)

“permissão para a separação contábil dos serviços a serem prestados inicialmente pela distribuidora, que sejam futuramente passíveis de serem prestados por outros agentes setoriais, com vistas a beneficiar o consumidor com a ampliação da concorrência no setor elétrico” (V, c)

O Poder Concedente poderia trazer mais clareza para a evolução do setor já prevendo nos contratos de concessão uma lista mínima de atividades concorrenciais que deveriam ser contabilizadas separadamente. No entanto, destaca-se que este é um tema que requer regulação abrangente a ser aplicada a todas as concessionárias de distribuição (não só as com concessões vincendas) e, portanto, deve ser regulamentado por decreto ou resolução a ser aplicada a todas as concessionárias de distribuição.

RECOMENDAÇÃO

Os novos contratos de concessão devem prever uma lista, ainda que não exaustiva, de atividades concorrenciais que devem ser contabilizadas separadamente das atividades de distribuição.

Dados os grandes investimentos que podem vir a ser requeridos nas próximas décadas, pode ser apropriado adotar uma regulação tarifária prospectiva.

A substituição massiva de medidores pode implicar a necessidade de grandes aportes em ativos de vida útil relativamente curta. Para viabilizar este tipo de investimento, é importante um reconhecimento tempestivo dos investimentos. Uma forma de sanar este problema, seria de prever nas diretrizes para o termo aditivo ao contrato de concessão, a possibilidade de adoção de uma regulação tarifária prospectiva, com base em planos de investimentos para cada ciclo tarifário. Assim, os investimentos programados, que efetivamente entraram em operação, poderiam ser incorporados na base de remuneração regulatória da concessionária e incorporadas nos reajustes tarifários anuais realizados dentro de cada ciclo tarifário. Isso faria com que a contabilidade regulatória refletisse melhor os efetivos aportes incorridos pelas concessionárias de distribuição promovendo uma remuneração mais aderente à realidade.

RECOMENDAÇÃO

As diretrizes para o termo aditivo ao contrato de concessão devem prever cláusula que contemple a possibilidade de se considerar nas revisões tarifárias a programação de investimentos a serem realizados durante o ciclo tarifário, com a majoração da tarifa anualmente condicionada à efetiva realização dos investimentos programados.

4.3 QUALIDADE

A Nota Técnica do MME prevê a estipulação de diretrizes visando a promover maior homogeneidade dos indicadores de qualidade do serviço (NT MME, § 4.3.0.4):

“Por outro lado, as métricas de avaliação da qualidade do serviço devem ser aperfeiçoadas para incluir aspectos de dispersão entre os conjuntos elétricos, de modo a induzir a uma maior homogeneidade dos indicadores na concessão, mesmo em áreas com baixa densidade de carga.”

Esta diretriz conflita com a diretriz de modicidade tarifária, uma vez que o aprimoramento da qualidade acarreta custo. Logo, a definição da qualidade exigida da concessionária deve ser definida levando em conta o custo para se prover maior qualidade.

A premissa de que se deve “induzir uma maior homogeneidade dos indicadores na concessão” é equivocada, porque ela desconsidera:

- a **diversidade de preferências dos consumidores** – alguns dos quais podem preferir pagar mais para obter uma qualidade de serviço melhor, enquanto outros podem priorizar a modicidade tarifária, mesmo que isto implique qualidade do serviço inferior; e
- a **diversidade de custos da provisão de qualidade** – o custo de provisão de um determinado padrão de qualidade varia de uma região a outra e, em função desta diferença de custos, o grau de qualidade almejado pelo consumidor pode variar dependendo da localidade do consumidor.

O Poder Concedente, a Aneel e as concessionárias devem buscar atender aos anseios dos consumidores. A fim de se atingir este objetivo é crucial conhecer as preferências dos consumidores e modular a provisão de qualidade do serviço levando em conta as predileções dos usuários quanto à relação de custo-benefício da qualidade nas diversas localidades.

Uma política que module a provisão da qualidade em função das preferências dos consumidores em cada localidade poderá resultar em grande diversidade do grau de qualidade. Portanto, a busca da homogeneidade na provisão da qualidade não deve ser uma diretriz para as novas concessões de distribuição.

RECOMENDAÇÃO

As diretrizes para as novas concessões de distribuição devem prever a busca da relação qualidade-modicidade alinhada aos interesses dos consumidores de cada área geoeletrica.

4.4 PERDAS NÃO TÉCNICAS

Uma das questões que mais ameaçam muitas distribuidoras é o problema das perdas não técnicas. Os furtos e as fraudes reduzem as receitas das distribuidoras e elevam os custos da provisão de serviços. Trata-se de um problema endêmico em algumas áreas de concessão. O problema é especialmente problemático em áreas em que a ausência do Estado é proeminente e atinge níveis insustentáveis em áreas com restrições de atuação da concessionária.

É necessário que os novos contratos de concessão proporcionem meios para se lidar efetivamente com este problema nas áreas de maior complexidade socioeconômica.

As diretrizes propostas pelo MME buscam sabiamente mitigar o problema com a definição de contrapartidas que estejam alinhadas com os interesses do Poder Concedente e da concessionária (NT MME, § 4.5.3.11):

“[...] a presente proposta tem o condão de atender a interesses comuns da concessionária e do Poder Concedente, uma vez que as empresas poderão realizar investimentos que, ao mesmo tempo que reflitam caráter social, também lhes traga benefícios por meio de redução do nível de perdas e inadimplência, por exemplo.”

O conceito é captado em duas das cinco contrapartidas elencadas nas diretrizes (NT MME, § 4.7.1, X):

- “b. Realização de investimentos em efficientização de áreas da concessão com elevado nível de perdas não técnicas;
- c. Promoção do desenvolvimento econômico e social de populações carentes, por meio de ações exclusivas do setor de energia elétrica [...]”.

Estas contrapartidas podem contribuir de forma relevante para mitigar o problema, mas, dada a gravidade do problema em algumas regiões, recomenda-se que se preveja a possibilidade de adoção de mecanismos alternativos para lidar com os problemas das perdas não técnicas em áreas de alta ‘complexidade socioeconômica’ e, sobretudo, nas áreas com reconhecidas restrições de atuação da concessionária. Isto inclui a possibilidade de adoção de inovações regulatórias e tarifárias diferenciadas para estas áreas críticas das concessionárias.

Além disso, o contato de concessão deve estabelecer limite máximo para exposições negativas a serem assumidas pela concessionária de distribuição resultantes do agravamento das perdas não técnicas ocasionadas por fatores não gerenciáveis pela distribuidora.

RECOMENDAÇÃO

Os novos contratos de concessão devem prever a possibilidade de adoção de inovações regulatórias e tarifárias diferenciadas para combater as perdas não técnicas em áreas de alta complexidade socioeconômica e, sobretudo em áreas de reconhecidas restrições de atuação da concessionária.

Os novos contratos de concessão também devem estabelecer limite máximo para exposições negativas a serem assumidas pela concessionária de distribuição resultantes do agravamento das perdas não técnicas ocasionadas por fatores não gerenciáveis pela distribuidora.

