

TARIFA ASSOCIADA ÀS COTAS TEM ELEVAÇÃO DE 56,58%

Foi recentemente publicada a Resolução Homologatória ANEEL (REH) n. 2.421/2018, que homologa as Receitas Anuais de Geração (RAG) das usinas hidrelétricas em regime de cotas, nos termos da Lei n. 12.783/2013, vigentes para o período de 1º de julho de 2018 a 30 de junho de 2019 (ciclo 2018/2019).

A RAG homologada para o ciclo 2018/2019 foi de R\$ 7,9 bilhões, o que corresponde a uma elevação de 45,52% na receita estabelecida para o ciclo anterior, de R\$ 5,5 bilhões.

Como resultado da elevação da RAG, a tarifa associada às cotas foi definida em R\$ 101,18 por MWh para o ciclo 2018/2019. Trata-se de um aumento de 56,58% em relação à tarifa fixada para o ciclo 2017/2018, de R\$ 64,62/MWh, devido, em importante parte, à elevação da parcela do Retorno de Bonificação da Outorga (RBO).

Os novos valores, devidos por todas as distribuidoras do Sistema Interligado Nacional (SIN), causarão um impacto médio estimado de 1,54% nas tarifas de energia elétrica, sendo que, em alguns casos, o impacto máximo aos consumidores chegará a 3,86%.

Para a boa compreensão dos percentuais de reajuste e revisão da RAG e cálculo da tarifa associada às cotas, a presente análise revisita o conceito do regime de cotas, criado pela controversa Medida Provisória (MP) 579/2012.

ENTENDENDO O REGIME DE COTAS

No ano de 2012, com a proximidade da data de vencimento de contratos concessão dos segmentos de geração (20% da capacidade instalada do país), transmissão (80% da Rede Básica do SIN) e distribuição (30% da energia do mercado cativo), o tema da renovação de concessões ganhou grande relevância na agenda do setor, principalmente, em virtude de a Lei n. 9.074/1995 prever a reversão da maior parte dos ativos em serviço para a União.

Apesar do que estabelecia a lei vigente, os agentes consideravam que o poder concedente definiria um mecanismo de renovação das concessões que pudesse capturar parte dos ganhos dos proprietários dos ativos amortizados em benefício dos consumidores, o que de fato ocorreu - não da forma como os agentes idealizavam, diga-se -, com a edição da MP n. 579/2012, regulamentada pelo Decreto n. 7.805, do mesmo ano, e convertida na Lei n. 12.783/2013.

A exposição de motivos da MP n. 579/2012 estabelecia que o objetivo era “viabilizar a redução do custo da energia elétrica para o consumidor brasileiro, buscando, assim, não apenas promover a modicidade tarifária e a garantia de suprimento de energia elétrica,

Excelência Energética

Rua Gomes de Carvalho, 1329 - 5º andar
Vila Olímpia - São Paulo, SP
Fone (11) 3848.5999 Fax (11) 3044.5400
www.excelenciaenergetica.com.br

como também tornar o setor produtivo ainda mais competitivo, contribuindo para o aumento do nível de emprego e renda no Brasil”.

Assim, em benefício à modicidade tarifária, e tomando-se como parâmetro que os ativos em serviço das geradoras e transmissoras estavam praticamente amortizados, foi estabelecido um mecanismo de remuneração dos serviços de geração e transmissão mediante a homologação de novas receitas, tal como previsto pelo art. 13 da MP. O artigo estabeleceu que, na antecipação dos efeitos da prorrogação, o poder concedente definiria a tarifa ou receita inicial para os concessionários de geração, transmissão e distribuição.

Cabe lembrar que os contratos de concessão vencedores das usinas hidrelétricas representavam cerca de 40% da energia comercializada no país (34% com vencimento em 2015 e 6% até 2017), enquanto os de transmissão correspondiam a 66% da Receita Anual Permitida (RAP) total do país.

No segmento de distribuição de energia, apesar de a MP também remeter à definição de tarifa ou receita inicial como condicionante da renovação das concessões, o regime tarifário adotado pela ANEEL já incorporava mecanismos de captura dos ganhos dos proprietários dos ativos em favor dos consumidores, de modo que não haveria um benefício semelhante com a antecipação dos efeitos da prorrogação.

Ademais, por meio do Decreto n. 7.805/2012, ficou estabelecido que o poder concedente condicionaria a assinatura dos termos aditivos aos contratos de concessão de geração e transmissão à aceitação de uma nova tarifa ou receita, e de um valor de indenização pelos ativos ainda não totalmente amortizados.

Segundo a ANEEL, a definição dos custos operacionais a ser considerada na tarifa de geração seria feita com base nos mesmos princípios adotados nos demais segmentos regulados. No entendimento do regulador, a natureza dos custos de operação e manutenção das geradoras não seria diferente daquela adotada para os segmentos de distribuição e de transmissão.

A partir desse raciocínio, a tarifa ou receita inicial das concessionárias de geração foi definida mediante a fixação de uma Receita Anual de Geração (RAG) que visa remunerar o agente responsável pela prestação do serviço pela disponibilização integral, em regime de cotas de energia, da garantia física e de potência da hidrelétrica às distribuidoras do SIN.

Como a outorga da MP buscou, principalmente, promover uma redução média, e imediata, de 20% nas tarifas dos consumidores cativos, coube à ANEEL a tarefa de determinar novas tarifas de energia aos consumidores finais mediante Revisão Tarifária Extraordinária (RTE), bem como calcular a RAG para as usinas que aceitaram a prorrogação pelo regime de cotas de energia.

Excelência Energética

Rua Gomes de Carvalho, 1329 - 5º andar
Vila Olímpia - São Paulo, SP
Fone (11) 3848.5999 Fax (11) 3044.5400
www.excelenciaenergetica.com.br

A Resolução Normativa ANEEL (REN) n. 521/2012 regulamentou o cálculo da alocação inicial de cotas de Garantia Física (GF) e de potência, pela definição de Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) sujeitos à cessão compulsória e à redução de montantes, além da RTE das tarifas de distribuição, conforme diretrizes da MP 579.

Assim, foi responsabilidade da ANEEL definir o montante de cotas a ser alocado em cada distribuidora com o objetivo de manter inalterado o seu nível de contratação, de acordo com o tamanho do seu mercado e, principalmente, de obter uma redução equilibrada nas tarifas de distribuição, utilizando como parâmetro a queda percentual na tarifa residencial (B1).

Ademais, foi promovido um ajuste nas garantias físicas das usinas renovadas em 5%, antecipando, em parte, uma necessidade de enxugamento dos certificados de energia assegurada previsto para aumentar a segurança do sistema.

Em janeiro de 2013, a partir das novas receitas de transmissão (RAP) e de geração (RAG) homologadas para os ativos com concessão prorrogada, e mediante atribuição de valor zero à cobertura tarifária referente às quotas da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC) e da Reserva Global de Reversão (RGR), além de redução de 75% na cobrança da Conta de Desenvolvimento energético (CDE), foi realizada a RTE para homologar as novas tarifas de energia a serem praticadas aos consumidores finais, as quais chegaram a superar os 20% de redução almejados pelo governo federal em algumas distribuidoras.

Entretanto, caso não houvesse o envolvimento do Tesouro Nacional por meio de aportes na CDE, a redução não atingiria os 20%, em virtude da não adesão de praticamente metade das concessionárias ao pacote de renovação de concessões.

A não adesão deu-se, principalmente, por dois motivos não excludentes. Primeiro, porque a RAG foi definida num patamar de cerca de R\$ 30,00 por MWh, quando, até então, esses mesmos agentes podiam comercializar sua energia ao preço de mercado no ACL, ou direcionar sua energia em leilões de energia existente no ACR, como previa a Lei n. 10.848/2004. Adicionalmente, as estatais estaduais controladas pela oposição ao governo federal, também por motivação política, não aderiram ao pacote de renovação.

Em março de 2014, a concessão da UHE Três Irmãos, operada pela CESP, foi licitada no Leilão n. 02/2014, mediante a contratação pelo menor Custo de Gestão dos Ativos de Geração (GAG) proposto, sob o regime de alocação de cotas de garantia física e de potência.

Em novembro de 2015, grande parte das concessões de geração não renovadas foram licitadas no Leilão n. 012/2015, ao preço médio de R\$ 126,50 por MWh, considerando a então criada parcela de Bonificação pela Outorga (BO) de R\$ 17 bilhões nos termos do

Excelência Energética

Rua Gomes de Carvalho, 1329 - 5º andar
Vila Olímpia - São Paulo, SP
Fone (11) 3848.5999 Fax (11) 3044.5400
www.excelenciaenergetica.com.br

edital. Como consequência do leilão, a RAG média, de R\$ 37,25 por MWh, passou para R\$ 75,62 por MWh em 2016.

Em setembro de 2017, foram licitadas as usinas hidrelétricas de Jaguara, Miranda, São Simão e Volta Grande, cuja concessão era até então detida pela Cemig Geração e Transmissão S.A. (CEMIG-GT),

Nos leilões de 2015 e 2017, os editais estabeleciam que 70% da garantia física das usinas seriam destinados ao regime de cotas e o restante ao livre dispor do concessionário. No caso do Leilão n. 012/2015, a partir de 1º de janeiro de 2017. No Leilão n. 001/2017, após o término da operação assistida das usinas.

Atualmente, 69 hidrelétricas estão alocadas no regime de cotas, sendo que 34 correspondem a contratos de concessão renovados, 34 a usinas licitadas e 1 em regime de prestação temporária dos serviços de geração.

Apresentado o breve histórico da criação do regime de cotas, faz-se necessário esclarecer de forma breve os componentes formadores da RAG.

RAG, GAG, RBO E OUTRAS SIGLAS DO REGIME DE COTAS

Como visto, a RAG foi o formato adotado para a contraprestação econômica pela execução da atividade de geração de energia pelas usinas hidrelétricas em regime de cotas.

A RAG é formada pelo Custo de Gestão dos Ativos de Geração (GAG), incluídos os custos regulatórios de operação, manutenção, administração, remuneração e amortização da usina hidrelétrica. Além da parcela da GAG, são acrescentados os Encargos de Uso e Conexão, a Parcela de Ajuste por Indisponibilidade Apurada ou Desempenho Apurado (Ajl), a Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) e os custos associados aos programas de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D).

Nas usinas com concessões licitadas nos Leilões n. 12/2015 e n. 01/2017, a GAG também engloba as coberturas referentes aos investimentos em melhorias e em bens não reversíveis durante os prazos das concessões, chamada de 'GAG Melhorias'. Os valores de GAG são reajustados pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) nos processos de reajuste.

Adicionalmente, a Lei n. 13.203/2015 estabeleceu, para fins de licitação, que a receita dos geradores deverá considerar, quando couber, a parcela de Retorno da Bonificação pela Outorga (RBO), resultante do pagamento da Bonificação pela Outorga (BO), de modo que a RAG das usinas leiloadas em 2015 e 2017 também inclui essa parcela.

Excelência Energética

Rua Gomes de Carvalho, 1329 - 5º andar
Vila Olímpia - São Paulo, SP
Fone (11) 3848.5999 Fax (11) 3044.5400
www.excelenciaenergetica.com.br

Por fim, embora não integrem a base de cálculo da RAG, é prevista a cobrança de tributos como PIS/COFINS e do encargo da Compensação Financeira pelo Uso dos Recursos Hídricos (CFURH).

Anualmente, o valor da RAG para o próximo ciclo tarifário passa por um processo de reajuste, cujo valor homologado ficará em vigor no período de 1º de julho do mesmo ano a 30 de junho do ano seguinte.

Por sua vez, a Cláusula Sétima dos contratos prorrogados estabelece a revisão da RAG a cada cinco anos, sendo a primeira revisão em 1º de julho de 2018.

Já a Portaria MME n. 117/2013 estabelece que a primeira revisão da RAG de usinas em condição de prestação temporária será procedida em 1º de julho do quinto ano subsequente ao ano de início de prestação do serviço, sendo que, atualmente, apenas a UHE São Domingos está nessa condição.

O contrato de concessão da UHE Três Irmãos, usina licitada em 2014, também estabelece a primeira revisão da RAG em 1º de julho de 2018. As cláusulas do contrato seguem o padrão das cláusulas daqueles prorrogados, com alocação integral da garantia física no regime de cotas e com os mesmos componentes da RAG.

A metodologia de revisão da RAG desses dois grupos de usinas acima, incluindo a UHE Três Irmãos, foi aprovada pela REN n. 818/2018, e regulamentada pelos Submódulos 12.1 e 12.4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET). O destaque foi o estabelecimento, além da usual remuneração pela operação e manutenção, de uma parcela de GAG Melhorias destinada a cobrir os gastos com melhorias que as concessionárias devem executar nas instalações de geração, tal como já existe para as usinas licitadas.

Para as hidrelétricas com contratos de concessão celebrados em decorrência dos leilões de 2015 e 2017, as parcelas de GAG e RBO são reajustadas pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA).

Ademais, como visto, essas usinas tiveram as parcelas RBO reduzidas para 70% a partir de 1º de janeiro de 2017, e a partir do encerramento dos períodos de operação assistida para o caso das usinas licitadas em 2017.

No processo da RAG de 2018, as parcelas de GAG e de RBO do ciclo anterior foram atualizadas pelo IPCA até julho de 2018, conforme estabelecido na Subcláusula Segunda da Cláusula Sexta dos contratos.

Assim, para definir a RAG do ciclo 2018-2019, a ANEEL precisou considerar cada grupo de usinas no regime de cotas para proceder ao reajuste ou revisão da receita de geração.

Excelência Energética

Rua Gomes de Carvalho, 1329 - 5º andar
Vila Olímpia - São Paulo, SP
Fone (11) 3848.5999 Fax (11) 3044.5400
www.excelenciaenergetica.com.br

Aquelas usinas com contratos prorrogados, com prestação do serviço temporário, e a UHE Três Irmãos, deveriam passar por uma revisão das suas receitas em 1º de julho de 2018 segundo metodologia regulamentada nos Submódulos 12.1 e 12.4 dos PRORET.

Já aquelas usinas que foram objeto dos leilões realizados em 2015 e 2015 tiveram suas receitas atualizadas pelo IPCA.

O resultado desses processos de revisão e reajuste resultou numa elevação de 45,52% na RAG para o Ciclo de 2018/2019, como disposto a seguir.

ENTENDENDO A ELEVAÇÃO DA RAG PARA O CICLO 2018-2019

i) Elevação de 33% na RAG das usinas em processo de revisão

Para aquelas usinas com contratos prorrogados, em prestação do serviço temporário, e para a UHE Três Irmãos, a revisão da RAG passa, inicialmente, pela definição da parcela de GAG_{O&M}.

Os valores da parcela de GAG_{O&M} para o ciclo 2018/2019, de R\$ 959 milhões a preços de julho/2017, foram incorporados ao processo de revisão e atualizados pelo IPCA para julho/2018, totalizando R\$ 994 milhões, o que representa uma queda de 13,45% entre os ciclos.

Com a aprovação da metodologia de revisão da RAG pela REN n. 818/2018, a ANEEL aprimorou o procedimento para realização de investimentos com a definição da parcela 'GAG Melhorias', destinada a cobrir os gastos com melhorias nas instalações de geração, conforme estabelecido no Submódulo 12.1 do PRORET.

No processo de revisão da RAG, foi considerado os valores da parcela de GAG Melhorias de R\$ 1,274 bilhão a preços de agosto/2017, corrigidos pelo IPCA para julho/2018, totalizando R\$ 1,315 bilhão, o que corresponde a uma elevação de 978% em relação aos valores homologados em 2017.

Para o ciclo 2018/2019, também foi estabelecida uma parcela regulatória para remuneração dos bens não reversíveis, denominada CAIMI (Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis), com o piso mínimo de R\$ 42.000,00. Os valores de CAIMI totalizaram R\$ 159 milhões, uma elevação de 175% para o ciclo 2018/2019.

Para a parcela que incorpora os Encargos de Uso e Conexão, o Ajuste por Indisponibilidade Apurada ou Desempenho Apurado (Ajl), a Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) e os custos associados aos programas de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), foi estabelecido o valor de R\$ 1,1 bilhão, o que corresponde a uma redução de 19% no valor homologado para o ciclo anterior.

Excelência Energética

Rua Gomes de Carvalho, 1329 - 5º andar
Vila Olímpia - São Paulo, SP
Fone (11) 3848.5999 Fax (11) 3044.5400
www.excelenciaenergetica.com.br

Assim, foi apurada para este grupo de usinas uma RAG de R\$ 3,577 bilhões para o ciclo 2018/2019, uma elevação de 33% sobre o valor homologado no ciclo 2017/2018, de R\$ 2,697 bilhões. A RAG das usinas em processo de revisão representa 16,12pp do reajuste global de 45,52%.

ii) Elevação de 58% na RAG das usinas em processo de reajuste

Como apresentado, aquelas usinas que foram licitadas a partir de 2015, nos termos de seus respectivos contratos de concessão, não estão sujeitas a um processo de revisão em julho de 2018, e sim a um processo de reajuste de suas receitas de geração.

Para essas usinas, além da parcela de GAG (O&M e Melhorias), o poder concedente estabeleceu uma parcela de Retorno de Bonificação de Outorga (RBO).

No ciclo de 2018/2019, o valor global da parcela de GAG sofreu uma expressiva elevação dada a incorporação da parcela da GAG das usinas licitadas em 2017. A parcela passou de R\$ 633 milhões em 2017 para R\$ 994 em 1º de julho de 2018, o que corresponde a uma elevação de 57% na GAG, sendo que R\$ 335 milhões representam a parcela incorporada pelas usinas do Leilão n. 01/2017.

Fato semelhante ocorre com a parcela de RBO definida para o ciclo. Com a licitação das hidrelétricas de Jaguara, Miranda, São Simão e Volta Grande no Leilão n. 01/2017, as parcelas de RBO homologadas para o ciclo 2017/2018 foram atualizadas pelo IPCA até julho de 2018, e incorporadas ao processo de reajuste. A parcela integral da RBO das usinas licitadas em 2017 foi de R\$ 1,342 bilhão, sendo reduzida para 70% desse valor a partir de 1º de julho de 2018, ou seja, R\$ 939 milhões.

Com a incorporação do RBO das usinas licitadas em 2017 ao processo de reajuste da RAG, a parcela total passou de R\$ 1,774 bilhão para R\$ 2,787 bilhões, uma elevação de 57% para o ciclo 2018/2019.

A parcela que inclui os encargos de transporte, o fator de Ajuste por Indisponibilidade ou Desempenho (Ajl), a TFSEE e os custos de P&D, também sofreu uma significativa elevação, especialmente em razão da majoração das receitas das usinas com concessões licitadas no Leilão n. 01/2017. Ou seja, as hidrelétricas da CEMIG tiveram os valores de RAG homologados na condição de prestação temporária, vigorando até a incorporação dos efeitos do leilão. Desse modo, a parcela de encargos e outros passou para R\$ 587 milhões em julho de 2018, o que representa uma elevação de 65% em comparação com o valor homologado em 2017.

Somadas as parcelas de GAG, RBO e encargos, foi apurada para o grupo de usinas licitadas em 2015 e 2017 uma RAG de R\$ 4,368 bilhões para o ciclo 2018/2019, uma elevação de 58%

Excelência Energética

Rua Gomes de Carvalho, 1329 - 5º andar
Vila Olímpia - São Paulo, SP
Fone (11) 3848.5999 Fax (11) 3044.5400
www.excelenciaenergetica.com.br

sobre o valor homologado em 2017, de R\$ 2,763 bilhões. A RAG das usinas em processo de reajuste representa 29,40pp do reajuste global de 45,52%.

Assim sendo, em razão da expressiva variação do valor dos componentes da RAG, em especial pela expressividade da parcela de RBO, a Receita Anual de Geração apurada para o ciclo 2018/2019 foi de R\$ 7,944 bilhões, uma elevação 45,52% em relação à RAG do ciclo anterior.

iii) Elevação de 56,58% na tarifa associada às cotas

A tarifa associada ao regime de cotas é apurada com base no Submódulo 3.2 do PRORET e consiste na soma da expectativa de CFURH e do valor total da RAG, dividido pelo montante de garantia física contratada em cotas. Sobre esse valor aplica-se o PIS/COFINS.

O montante de garantia física para o ciclo 2018/2019 considera a revisão da garantia de 17 usinas a partir de 1º de janeiro de 2018 pela Portaria MME n. 178/2017, sobre o qual é aplicado o lastro de 90% conforme definido no Decreto n. 9.143/2017.

As hidrelétricas licitadas nos Leilões n. 12/2015 e n. 01/2017 também tiveram suas garantias físicas reduzidas, no caso em 30%, pois 70% dessa garantia está alocada no ACR sob o regime de cotas, e o restante a livre dispor do concessionário.

Para as hidrelétricas com contratos prorrogados, na condição de prestação temporária, e para a UHE Três Irmãos, são considerados 100% da alocação da garantia física no regime de cotas.

Entretanto, no caso específico das usinas da CHESF, a Lei n. 13.182/2015 destinou 121,08 MWm de garantia física para os contratos de fornecimento da estatal, de modo que esse montante foi abatido da garantia física de cada usina na proporção da sua participação na garantia física total da CHESF alocada no regime de cotas.

Dessa forma, a garantia física alocada no regime de cotas sofreu uma redução de 6,7%, passando de 12.548,15 MWm em 2017, para 11.708,58 MWm a partir de 1º de julho de 2018.

Por fim, considerado o valor total da RAG de R\$ 7,944 bilhões e a expectativa de CFURH de R\$ 532 milhões, dividido pelo montante total de garantia física, apura-se uma tarifa de R\$ 91,82/MWh. Aplicados os tributos, a tarifa associada às cotas foi estabelecida em R\$ 101,18 por MWh, o que corresponde a uma elevação de 56,58% sobre a tarifa definida para o 1º semestre de 2018 pela REH n. 2.265/2017, de R\$ 64,62/MWh.

Excelência Energética

Rua Gomes de Carvalho, 1329 - 5º andar
Vila Olímpia - São Paulo, SP
Fone (11) 3848.5999 Fax (11) 3044.5400
www.excelenciaenergetica.com.br

ELEVAÇÃO DA RAG: UMA QUESTÃO FISCAL?

A RAG para o ciclo 2018/2019 resultou em R\$ 7,944 bilhões, cuja composição é dada por:

Receita de Bonificação de Outorga:	35,1%
GAG _{O&M} e usinas licitadas:	25,5%
Encargos de Transporte:	20,2%
GAG Melhorias (usinas licitadas):	16,6%
CAIMI:	2,0%
Encargos setoriais:	1,4%
Outros:	0,3%

Verifica-se que a parcela da RBO é o componente mais significativo da RAG. Em outros termos, das 69 usinas no regime cotas, 33 respondem por uma parcela de 35,1% do total da receita de geração.

Importante lembrar que essas usinas foram licitadas pelo maior valor de Bonificação pela Outorga (BO), sob o regime de cotas, pelo prazo de 30 anos, contado da data de início da vigência do contrato de concessão, ou da data de assunção do serviço, após período de operação assistida, o que ocorrer por último.

A estratégia de licitar pelo maior valor de BO foi adotada por uma questão de necessidade fiscal e possibilitou a arrecadação de R\$ 17 bilhões no leilão de 2015, e pouco mais de 12 R\$ bilhões com o leilão das quatro usinas da CEMIG em 2017.

Portanto, a Bonificação de Outorga, de forma bastante fria, nada mais é do que uma espécie de empréstimo a um juro (WACC de 9,74% no leilão de 2015 e de 8,08% no de 2017) pré-definido, real ao ano, deduzidos os tributos, travestido de um lance pela outorga de concessão.

As parcelas desse ‘empréstimo’ de Retorno da Bonificação de Outorga (RBO), entretanto, não consideram o montante de ágio sobre valor mínimo estipulado no edital do leilão, não sendo esse montante repassado à RAG. Até por isso, os pagamentos pelas outorgas sofreram ágios ou deságios (conforme o leilão) não muito significativos.

Não obstante, ao final do período de 30 anos de concessão, esse ‘empréstimo’ terá custado ao consumidor brasileiro um total de mais de R\$ 80 bilhões.

Portanto, dada a sistemática de licitação dessas concessões sob o regime de cotas, não é difícil entender porque o pagamento desse ‘empréstimo’ represente uma parcela tão significativa da RAG, sendo bem superior aos custos necessários com operação e

Excelência Energética

Rua Gomes de Carvalho, 1329 - 5º andar
Vila Olímpia - São Paulo, SP
Fone (11) 3848.5999 Fax (11) 3044.5400
www.excelenciaenergetica.com.br

manutenção e investimentos para melhorias nas usinas, os quais seriam os realmente necessários para a prestação do serviço de geração de energia elétrica.

Com efeito, essas parcelas destinadas à cobertura dos custos de O&M (GAG), e que inclui cobertura de investimentos em melhorias e em bens não reversíveis nas usinas licitadas em 2015 e 2017, tem a participação de 25% na RAG, enquanto que a parcela GAG Melhorias, destinada apenas ao grupo das usinas hidrelétricas com concessões prorrogadas, em condição temporária, e a usina Três Irmãos, corresponde a 16,6% da RAG.

Já os encargos de transporte, que respondem por 20,2% da RAG, são calculados para cada usina a partir do seu MUST ou MUSD, e das tarifas (TUST ou TUSD) e RAP correspondentes, e independem do fato de serem usinas cotizadas, prorrogadas ou licitadas.

Os valores calculados de RAG, que vigorarão pelo período de 1º de julho de 2018 a 30 de junho de 2019, serão devidos por todas as distribuidoras do SIN, cujo impacto varia em função das datas dos processos tarifários e do volume de cotas de cada distribuidora e, que em média, representa 22,64% dos contratos de energia no portfólio dessas concessões.

Em razão do volume de cotas de cada distribuidora do SIN, os impactos nas tarifas aos consumidores são diferentes, mas, em média, a tarifa associada às cotas deverá provocar um impacto de 1,54%, sendo que alguns consumidores poderão perceber um impacto de 0,02%, e outros de até 3,86%.

As distribuidoras que passaram pelos processos tarifários após novembro de 2017 já incorporaram o efeito parcial do Leilão n. 01/2017 no último ciclo, enquanto que os processos anteriores ainda consideram a cobertura o processo da RAG do ciclo 2017/2018.

Por sua vez, as distribuidoras que passaram por processos tarifários a partir da segunda quinzena de junho de 2018 já consideram a estimativa de tarifa associada ao regime de cotas para o ciclo 2018/2019.

Como restou claro, a RAG das usinas prorrogadas no âmbito do pacote da MP n. 579/2012 foi definida num patamar muito baixo, o que afastou grande parte dos concessionários de geração. Já as usinas licitadas posteriormente, com exceção da UHE Três Irmãos, adicionaram outros componentes à receita de geração, principalmente, a parcela de Retorno pela Bonificação da Outorga (RBO).

Buscou-se, posteriormente, aprimorar a metodologia da receita dessas usinas ao ser criada a parcela para cobertura de investimentos em melhorias, equiparando, em parte, com aquelas licitadas em 2015 e 2017.

Das que aderiram ao regime de cotas, as usinas da Eletrobras são as principais representantes daquelas que estão no grupo que tiveram os contratos prorrogados pela MP n. 579/2012. A hipótese de 'descotização' da energia dessas usinas está incluída entre as

Excelência Energética

Rua Gomes de Carvalho, 1329 - 5º andar
Vila Olímpia - São Paulo, SP
Fone (11) 3848.5999 Fax (11) 3044.5400
www.excelenciaenergetica.com.br

propostas discutidas na Consulta Pública n. 33/2017, sendo, inclusive, considerada no plano de privatização da estatal.

Com a ‘descotização’, possibilidade que não é de interesse exclusivo da Eletrobras, a energia das usinas prorrogadas deixaria de ser remunerada apenas pela operação e pela manutenção e pelos investimentos em melhorias e poderia ser negociada sob outros critérios de mercado. Isso permitiria a capitalização, e atração de investidores na oferta de ações para diluição do controle da União.

Como efeito colateral, contudo, o Governo teria que lidar com ônus político da elevação das tarifas dos consumidores em razão do aumento do custo da energia comprada pelas distribuidoras para atendimento do seu mercado cativo.

Enquanto o futuro da CP n. 33/2017 e do processo de desestatização da Eletrobras seguem indefinidos, os consumidores continuarão a remunerar as usinas em regime de cotas por meio dos componentes da RAG, nas tarifas de suas distribuidoras, como já o fazem atualmente.

Julho de 2018

Excelência Energética · Érico Henrique Garcia de Brito · Erik Eduardo Rego · Javier Gonzalez Toro · Josiane Almeida · José Said de Brito · Liana Coutinho Forster · Maria Clara Zeferino · Michel Leodonio · Selma Akemi Kawana

TODOS OS DIREITOS RESERVADOS. REPRODUÇÃO PARCIAL PERMITIDA DESDE QUE CITADA A FONTE. PROIBIDA CÓPIA TOTAL E REPRODUÇÃO COMERCIAL SEM AUTORIZAÇÃO.

Excelência Energética

Rua Gomes de Carvalho, 1329 - 5º andar
Vila Olímpia - São Paulo, SP
Fone (11) 3848.5999 Fax (11) 3044.5400
www.excelenciaenergetica.com.br