

AUDIÊNCIA PÚBLICA Nº044/2018

NOME DA INSTITUIÇÃO: Associação Brasileira das Empresas Geradores de Energia Elétrica-ABRAGE

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

ATO REGULATÓRIO: AP-044/2018 -Proposta de Agenda Regulatória 2019-2020

EMENTA: Obter subsídios para a elaboração da Agenda Regulatória da ANEEL para o biênio 2019-2020. Modalidade: Intercâmbio de documentos. Período para envio: 19/9/2018 a 5/11/2018

CONTRIBUIÇÕES ABRAGE

Primeiramente a ABRAGE parabeniza a ANEEL pela construção e disponibilização da agenda regulatória proposta para o biênio 2019-2020.

Para a construção de um ambiente regulatório eficiente e aprimorado é de suma importância a interação e efetiva participação dos agentes envolvidos, visando atingir os objetivos dos trabalhos propostos.

Após análise da AP 044/2018 “Agenda Regulatória da ANEEL para o Biênio 2019-2020”, entendemos que alguns pontos merecem destaque e necessitam ser tratados com prioridade e com a devida profundidade; bem como, há assuntos importante a serem incluídos na Agenda Regulatória. Sendo assim, encaminhamos anexa a Contribuição da ABRAGE para os assuntos relacionados à Geração para consideração dessa Agência Reguladora.

PROPOSIÇÃO DE ATIVIDADE REGULATÓRIA – NÃO CONSTANTES DA AP 044/18:

TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
NÃO HÁ	Aperfeiçoamento do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, visando manter sua sustentabilidade e solução estrutural para o GSF.	<p>As regras do MRE (Decreto 2.655 de 1998) não acompanharam a mudança da matriz energética e de políticas operativas do setor, impondo assim riscos extraordinários ao gerador, em grande parte motivados por:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ políticas de expansão que reduziram a participação hidráulica na matriz elétrica; ▪ políticas operativas que escapam à capacidade de previsão e gerenciamento pelos geradores; ▪ interferências regulatórias. <p>No atual cenário de elevada judicialização do mercado de energia elétrica e consequente paralisação do funcionamento do Mercado de Curto Prazo - MCP, sugerimos o aperfeiçoamento do MRE com vistas a manter sua sustentabilidade, evitar novas intervenções judiciais e paralizações do mercado, aprimorando seu funcionamento à nova realidade de operação do setor elétrico. Cumpre destacar que a ABRAGE vem participando ativamente na tentativa de solucionar a questão do GSF/MRE, desde a Audiência Pública 032/15 (ReN 684/15), tendo ainda participado da elaboração de duas propostas tanto no âmbito estrutural como no conjuntural. Face à urgência do tema, principalmente devido à paralisação do MCP e os elevados prejuízos financeiros não gerenciáveis imputados aos Agentes de</p>

		<p>Geração, sugerimos que a revisão da ReN 684/15 ou outro ato normativo seja publicado no primeiro semestre de 2019, concomitantemente com a abertura de Consulta Pública para elaborar uma proposta de aprimoramento do MRE que tenha por objetivo ajustar a regulamentação para que o mecanismo somente suporte riscos hidrológicos, conforme preceito legal.</p>
<p>NÃO HÁ</p>	<p>Revisar a ReN 824/2018 que regulamentou o parág. 13, do art. 4º, da Lei 9.074, de 07.07.1995, que dispõe sobre a venda de excedentes, altera as Resoluções Normativas ANEEL 693, de 15.12.2015, e 711, de 21.12.2016; e revoga o Despacho ANEEL 4.008, de 28.11.2017.</p>	<p>Os mecanismos de ajustes de montantes de CCEARs estabelecidos na ReN nº 711/2016 foram eficientes para o ajuste ótimo dos níveis de contratação das distribuidoras, bem como para adequação dos compromissos comerciais dos geradores às suas disponibilidade e sensibilidade ao risco. Tais mecanismos foram relevantemente exitosos, operando em benefício de todos, incluindo os consumidores finais, e propiciaram solução mitigadora de problemas diversos, tais como:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Sobrecontratação e fluxo de caixa das concessionárias de distribuição de energia; ▪ GSF acentuado; ▪ Reduzida oferta de energia para consumidores livres no ACL. <p>Entretanto a ReN 824/2018 promoveu uma significativa alteração nesses mecanismos de ajustes estabelecidos anteriormente na ReN 711/2016, dentre os quais citamos:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ vedação à participação dos geradores em operação comercial;

		<ul style="list-style-type: none"> ▪ extinção dos produtos intra-anuais do MCSD-EM; ▪ pagamento de multa rescisória no caso de acordo; ▪ perda do desconto na TUSD de geradores que migram do ACR para o ACL a partir do MCSD-EM <p>Entendemos que as alterações propostas na ReN 824/18 devem ser reavaliadas no sentido de proporcionar um grau de liberdade dos agentes para ajuste de seus portfólios e promover uma melhor gestão de risco dos mesmos.</p> <p>Com relação à perda no desconto da TUSD, entendemos também que uma Resolução não tem o condão legal de revogar um desconto estabelecido por lei. Ademais, o custo adicional à CDE, suportado por consumidores cativos e livres, é potencialmente mitigado por reduções tarifárias, provenientes de descontrações de CCEARs com preços maiores que o Pmix.</p> <p>Finalmente sugerimos que essa Agência mantenha os mecanismos que haviam sido estabelecidos na ReN 711/2016, por meio de nova Resolução Normativa a ser publicada no primeiro semestre de 2019</p>
NÃO HÁ	Emissão de ato normativo para algumas questões que se encontram pendentes face às condições impostas aos agentes de	A publicação da Lei 12.783/13 (MP 579/12) gerou uma série questões, dentre as quais

	<p>geração alcançados pela Lei 12.783/13 (MP 579/12):</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Transferência e regularização fundiária das áreas e instalações vinculadas às concessões relicitadas ao longo dos últimos anos; 	<p>algumas ainda carecem de regulamentação ou aprimoramento da legislação existente. Diversos empreendimentos cuja outorga fora extinta e transferida para outros agentes em processo licitatório, encontram enormes dificuldades para regularizar a posse de terrenos e benfeitorias vinculadas à concessão. Entendemos que essa Agência deveria promover um amplo debate com agentes do setor em conjunto com a Secretaria do Patrimônio da União (SPU), Tribunal de Contas da União - TCU e demais instituições de governo estadual e municipal para emissão de ato normativo no ano de 2019 com a finalidade de regulamentar, instruir os agentes e dar celeridade nos processos de transferência e regularização fundiária das áreas e instalações vinculadas às concessões relicitadas ao longo dos últimos anos.</p>
<p>NÃO HÁ</p>	<p>Revisar a ReN 614/2014 que consolida os atos regulatórios relativos à apuração de indisponibilidade de unidade geradora de empreendimentos hidrelétricos.</p>	<p>As empresas associadas à ABRAGE têm manifestado preocupação em relação aos limites definidos pela Resolução ANEEL 614/2014 para o expurgo das atividades relacionadas à retirada de plantas aquáticas e combate ao mexilhão dourado, conforme consta do “Anexo I: Indisponibilidades Passíveis de Desconsideração” do referido normativo. Essa Resolução limitou o período de expurgo a 5 anos, sem considerar que até o presente momento não se encontrou tecnologia eficiente de combate aos efeitos do mexilhão dourado, acumulado principalmente na caixa</p>

		<p>espiral e sistemas de resfriamento das unidades geradoras, e de combate ao elevado volume de plantas aquáticas acumuladas nos reservatórios, cuja ocorrência independe de qualquer medida que possa ser tomada pelos agentes. Ademais, não está previsto na referida Resolução o expurgo de eventos excepcionais que estão fora do controle dos agentes de geração hidrelétrica como, por exemplo:</p> <ul style="list-style-type: none">▪ o desprendimento de quantidades anormais de plantas aquáticas que podem acumular-se na tomada d'água, sendo necessária a parada da unidade geradora para limpeza, manutenção e, em caso extremo, substituição das grades de retenção devido a danos que impeçam a sua funcionalidade;▪ a indisponibilidades provocadas pela Reação Álcalis Agregado – RAA em tubulações e condutos das unidades geradoras;▪ a execução de melhorias nas instalações de geração (nova realidade em função do GAGmelhoria – Lei 12.783/13);▪ as indisponibilidades verificadas em usina quando a disponibilidade de geração ofertada pelo Agente ao ONS for maior que o requisitado;▪ restrições forçadas de potência provocados por eventos internos e por eventos externos (Ex: Perda de nível do reservatório)
--	--	---

		<p>Face às tratativas mantidas com essa Agência, desde 2017, e mediante a importância desse tema para os geradores hidrelétricos, sugerimos que a revisão da ReN 614/14 seja publicada no primeiro semestre de 2019 de forma a prevenir expurgos de eventos excepcionais que estão fora do controle dos agentes, conforme citamos acima.</p>
NÃO HÁ	<p>Emissão de ato normativo para estabelecer diretrizes e procedimentos aos agentes do setor para questões ligadas à “Segurança Cibernética” das instalações operadas no âmbito do SIN.</p>	<p>A ABRAGE vem atuando com diversos agentes do setor elétrico para buscar uma normatização voltada, basicamente, para a segurança cibernética aplicada no Sistema Elétrico. Considerando dentre outras:</p> <ul style="list-style-type: none">▪ a demanda por um arcabouço norteador que contemple requisitos mínimos, procedimentos e recomendações técnicas de segurança cibernética aplicadas no Sistema Elétrico, com ênfase em seus ativos e suas redes de tecnologia de informação e automação;▪ os problemas de compatibilidade existentes entre os sistemas ligados pelo Sistema Elétrico e as novas soluções tecnológicas aplicadas;▪ a generalidade dos “Procedimentos de Rede” que tratam de requisitos operacionais e ações de segurança cibernética voltadas para o Sistema Elétrico;▪ que o processo de modernização tecnológica, pelo qual passam ou

		<p>deverão passar as áreas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, amplia a conectividade com redes de comunicação externas e, conseqüentemente, aumenta a superfície para ataques cibernéticos no setor elétrico;</p> <ul style="list-style-type: none"> Propor a elaboração, com participação e apoio entidades especializadas no tema, de resolução normativa tratando de procedimentos de segurança cibernética para o setor elétrico, com a abertura de consulta pública no 1º semestre de 2019 e publicação de ato normativo até 2019.
NÃO HÁ	Revisão da REN 596/2013 que estabelece critérios e procedimentos para cálculo da parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, de aproveitamentos hidrelétricos de que trata o art. 2º do Decreto nº 7.850, de 30 de novembro de 2012.	Ainda persiste a regulamentação que define regras para a indenização de investimentos realizados até 31 de dezembro de 2012, ainda não amortizados ou não depreciados de empreendimentos cuja outorga venceu e foi alcançada pela Lei 12.783/13. Nesse sentido sugerimos que a ReN 596/13 seja revisada, ainda em 2019, de forma prever as indenizações de investimentos realizados após 31 de dezembro de 2012, ainda não amortizados ou não depreciados.
NÃO HÁ	Liquidação centralizada dos contratos do ACR.	Este tema está sob coordenação da CCEE, com discussões avançadas entre diversas associações para formar uma proposta que traga ganho, tanto operacional quanto financeiro aos agentes vendedores e compradores que possuem CCEARs. Dado o

		<p>elevado nível de gestão operacional em função da complexidade e da variedade de CCEARs, com Regras e Procedimentos de Comercialização específicos, com pagamentos sendo realizados bilateralmente, o atual processo de liquidação dos CCEARs tem riscos associados. Além disso, o mecanismo de garantias (CCG) não vem sendo efetivo. Propõe-se que este tema seja discutido ainda em 2019, por meio de Audiência Pública, com propostas para aprimorar o faturamento, simplificar os documentos fiscais e reduzir os riscos de erros e a inadimplência verificada no ACR.</p>
<p>NÃO HÁ</p>	<p>Liquidação centralizada dos contratos de transmissão</p>	<p>Na apuração atual do EUST, todo usuário paga diretamente para cada uma das transmissoras ou, de outra forma, todas as transmissoras recebem diretamente de cada um dos usuários. Assim, há uma relação bilateral entre cada usuário e cada transmissora no processo de faturamento e liquidação do uso do sistema de transmissão. Dado o elevado crescimento no número de agentes, verifica-se que o processo de faturamento está cada vez mais custoso. Há discussões avançadas entre os agentes envolvidos no processo, além de ONS e ANEEL, com a formulação de uma proposta para simplificar o faturamento do EUST. Espera-se que haja ganhos de eficiência no controle de pagamentos, gestão das contas, redução de custos administrativos, dentre outros benefícios. Propõe-se que este tema seja discutido</p>

		ainda em 2019, por meio de Audiência Pública, com análises das eventuais alterações em Resoluções e Procedimentos de Rede vigentes.
TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
<p>ATIVIDADE REGULATÓRIA Nº 18</p> <p>Estabelecer regulamentação específica para instalações em Corrente Contínua de Alta Tensão, observando eventuais impactos na regulamentação já existente. (REN nº 191, de 2005, nº 669, de 2015 e nº 729, de 2016)</p> <p>Prazos apresentados: 2019 – 1º semestre: ACAIR / NTMIN / APMIN / ACPMIN 2019 – 2º semestre: RPO</p>	<p>Proposta de novos prazos:</p> <p>2019 – 1º semestre: ACAIR / NTMIN / APMIN / ACPMIN / RPO</p>	<p>Adiantamento da reunião da Diretoria (RPO) para o primeiro semestre de 2019 a fim de que o tema seja totalmente concluído com celeridade.</p>
<p>ATIVIDADE REGULATÓRIA Nº 20</p> <p>Revisão dos requisitos dos Procedimentos de Rede relacionados com o regime de operação - proposta de alteração dos requisitos de Teleassistência. (Submódulos 2.7, 10.14 e 13.2 dos Procedimentos de Rede)</p> <p>Prazos apresentados: 2019 – 1º semestre: NTMIN / APMIN 2019 – 2º semestre: ACPMIN, RPO</p>	<p>Proposta de novos prazos:</p> <p>2019 – 1º semestre: NTMIN / APMIN / ACPMIN / RPO</p>	<p>O tratamento do tema com maior brevidade é importante para mitigar incertezas regulatórias e permitir aos agentes o planejamento adequado das atividades de operação de seus ativos de geração.</p>
<p>ATIVIDADE REGULATÓRIA Nº 48</p> <p>Aperfeiçoar mecanismo de constituição de garantias financeiras dos</p>	<p>Proposta de novos prazos:</p> <p>2019 – 1º semestre: AIR /CPAIR / ACAIR</p>	<p>É de conhecimento desta Agência os inúmeros problemas de inadimplência de algumas concessionárias de distribuição em seus contratos junto aos geradores, que não</p>

<p>contratos regulados. (Contratos de Constituição de Garantias anexo aos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica – CCEARs)</p> <p>Prazos apresentados: 2019 – Não prevista qualquer atividade 2020 – 1º semestre: AIR /CPAIR / ACAIR 2020 – 2º semestre: NTMIN / APMIN / ACMIN / RPO</p>	<p>2019 - 2º semestre: NTMIN / APMIN / ACMIN / RPO</p>	<p>podem ser resguardados pelo mecanismo de garantia vigente por conta da inexistência de recursos nas contas centralizadora e reserva. Sugerimos que seja pautado o aperfeiçoamento dos atuais mecanismos de garantia dos contratos do ambiente de contratação regulada, de modo a garantir os recursos necessários ao cumprimento das obrigações contratuais pelas partes envolvidas.</p> <p>Face à urgência do tema, com casos reais em discussão na Agência, sugerimos que a revisão da Resolução seja publicada no primeiro semestre de 2019.</p>
<p>ATIVIDADE REGULATÓRIA Nº 50 Estudar aprimoramento das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST</p> <p>Atual: 2º semestre 2019: CP, AC_{CP} 2º semestre 2020: AIR, AP_{AIR}, AC_{AIR}</p>	<p>Proposta de novos prazos</p> <p>1º semestre 2019: CP, AC_{CP} 2º semestre 2019: AIR, AP_{AIR}, AC_{AIR}</p>	<p>Conforme ampla discussão promovida pela CP 004/2018-ANEEL, se faz necessária a revisão da metodologia de cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão.</p> <p>Dentre os pontos que merecem avaliação podemos destacar, por exemplo, o modo como são calculadas as RAPs prospectivas (insumo de entrada para o cálculo da TUST). Outro ponto importante para ajuste é que os deságios havidos nos leilões de transmissão sejam refletidos nas RAPs posteriormente.</p> <p>E visando refletir maior intensidade do sinal locacional às TUSTs, deve-se considerar a aplicação da metodologia de despacho proporcional BRASIL no programa NODAL. Conforme nota técnica publicada na já citada CP 004/2018-ANEEL, a adoção dessa</p>

		metodologia de despacho intensifica significativamente o sinal locacional.
<p>ATIVIDADE REGULATÓRIA Nº 55 Metodologia de aprovação dos Custos Variáveis Unitários - CVUs de usinas não comprometidas com CCEARs.</p> <p>Prazos apresentados: 2019 – Não prevista qualquer atividade 2020 – 1º semestre: AIR, NTMIN, ACCJ, RPO 2020 – 2º semestre: ACCJ, RPO</p>	<p>Proposta de novos prazos:</p> <p>2019 – 1º semestre: AIR, NTMIN, ACCJ, RPO 2019 – 2º semestre: ACCJ, RPO</p>	<p>Conforme deliberação do CMSE, a Consulta Pública MME nº 59/2018, lançada em 02/10/2018, versou sobre o tratamento de CVU a ser dado para usinas termelétricas que não possuem contrato de comercialização de energia elétrica até 30/04/2019 (UTES merchant), por meio da incorporação de custos fixos. Trata-se, portanto, de uma visão menos restrita que desta PROPOSIÇÃO DE ATIVIDADE REGULATÓRIA (que se limita a UTES não comprometidas com CCEARs). Na minuta de Portaria ministerial, está previsto que a ANEEL deverá homologar os CVUs dos agentes (art. 1º, § 2º).</p>
<p>ATIVIDADE REGULATÓRIA Nº 57 Revisar os critérios de indisponibilidade e inflexibilidade de centrais termelétricas (Revisão parcial da REN nº614/2014).</p> <p>Atual: 1º semestre 2019: AIR, CP_{AIR} 2º semestre 2019: AC_{AIR}, NT_{MIN}, AP_{MIN} ATIVIDADE REGULATÓRIA Nº 57 1º semestre 2020: AC_{MIN}, RPO.</p>	<p>PAR-57: Revisar os critérios de indisponibilidade e inflexibilidade de centrais termelétricas e indisponibilidade de centrais hidrelétricas (Revisão parcial da REN nº614/2014).</p> <p>Proposta SAE: 1º semestre 2019: AIR, CP_{AIR}, AC_{AIR} 2º semestre 2019: NT_{MIN}, AP_{MIN}, AC_{MIN}, RPO</p>	<p>Atualmente, a REN nº 614/2014 impõe alguns prejuízos injustos aos geradores hidrelétricos, que poderiam ser alterados por meio de revisão da norma. De acordo com a ANEEL, o objetivo da revisão da REN nº 614/2014 é “aprimorar o regulamento vigente em face das mudanças setoriais”. Exemplo de uma questão que necessita de aprimoramento, para usinas hidrelétricas que operam com restrição de potência por redução da queda, no âmbito da apuração de indisponibilidade pelo ONS, ao surgir uma outra restrição, dessa vez eletromecânica, o Operador tem contabilizado uma indisponibilidade sobre toda a potência instalada da unidade geradora, como se</p>

		<p>naquele momento não houvesse restrição de potência pela redução da “queda útil”, ou seja, a restrição de potência por um problema eletromecânico passa a ser, pelo ONS, indevidamente considerado como o único fator que afetou a potência da unidade geradora, desprezando a parcela não gerenciável pelo agente como a “queda útil”. Neste aspecto, necessita-se aprimorar a REN 614/14 para inserir dispositivo onde o ONS passe a considerar no âmbito da apuração de disponibilidade as parcelas de restrição de potência por redução de “queda útil” e por origem mecânica, nos momentos de coexistência destas.</p> <p>Considerando que está previsto para 2021 a próxima Revisão Ordinária Garantia Física das usinas hidrelétricas, onde no âmbito deste processo verifica-se o fator de disponibilidade do agente, é de fundamental importância que qualquer aprimoramento necessário para a correta apuração de disponibilidade ocorra o quanto antes para que a média móvel de 60 meses que compõe o índice de disponibilidade, não carregue distorções da atual forma de apuração.</p>
<p>ATIVIDADE REGULATÓRIA Nº 59</p> <p>Regulamentar o "Constrained off" de centrais geradoras solares fotovoltaicas e hidrelétricas.</p> <p>Atual:</p>	<p>Proposta de novos prazos:</p> <p>1º semestre 2019: AIR, CP_{AIR}, AC_{AIR}, NT_{MIN}, AP_{MIN}, AC_{MIN}, RPO.</p>	<p>Diversas usinas têm convivido com elevados vertimentos turbináveis causados pela política de operação do ONS. As razões dessa política de despacho do ONS podem ter causas diversas, dentre elas as restrições operativas criadas por inflexibilidades de geração de outras fontes (intermitentes e</p>

<p>2º semestre 2019: AIR, CP_{AIR} 1º semestre 2020: AC_{AIR}, NT_{MIN}, AP_{MIN}, AC_{MIN}, RPO.</p>		<p>térmicas), pela segurança da rede elétrica e, principalmente, por restrições do sistema de transmissão. As restrições de transmissão causadas por atraso na implantação e/ou precariamente instaladas, associados ao incremento contínuo de fontes inflexíveis, com destaque para a geração eólica no Nordeste, modificou substancialmente as condições de operação do SIN, restando aos geradores hidrelétricos o ônus do fechamento do balanço carga x geração, provocando elevadas perdas energéticas e financeiras substanciais para as hidrelétricas. Por estas razões e associado aos atuais níveis de GSF é de extrema relevância que a Agência dê toda a prioridade a esse tema.</p>
<p>ATIVIDADE REGULATÓRIA Nº 61</p> <p>Adequações regulatórias decorrentes da adoção do Custo Marginal de Operação – CMO em base horária para o despacho de centrais geradoras</p> <p>Prazos apresentados: 2019 – 1º semestre: AIR, NTMIN, APCJ 2019 – 2º semestre: ACCJ, RPO</p>	<p>Proposta de novos prazos:</p> <p>2019 – 1º semestre: AIR, NTMIN, APCJ, ACCJ, RPO</p>	<p>Justifica-se a antecipação como medida para assegurar previsibilidade e antecedência aos agentes, dado que o PLD deve vigorar já a partir de janeiro de 2020.</p> <p>Com relação aos impactos no mercado, julgamos importante frisar a imperativa necessidade de focar todos os esforços na discussão dos temas efetivamente atinentes à implantação do PLD em base horária. Deve-se evitar a ampliação indevida do escopo, sob pena de prejudicar a operacionalização em 2019. Nesse sentido, a discussão sobre a possibilidade de considerar a rede interna ao submercado no cálculo do PLD deve ser postergada para um</p>

		segundo momento. A implantação em 2019 deve ser feita sem considerar essa modelagem, em sintonia com o desenho de mercado vigente.
--	--	--