

TMR SETORIAL ENERGIA ELÉTRICA

Informativo nº 7, de 03.09.2021

Este informativo setorial é elaborado pelos colaboradores que integram a área de **Energia Elétrica** em conjunto com a Biblioteca de Tortoro, Madureira e Ragazzi Advogados. Seu conteúdo tem caráter informativo, não constituindo opinião legal do escritório. Para mais informações, entre em contato com nossos advogados ou visite nossa página na internet.

Sócio responsável

Carlos Augusto Tortoro Júnior
ctortoro@tortoromr.com.br

Advogados colaboradores

Thiago Carvalho Fonseca
tfonseca@tortoromr.com.br

Marcio Miguel Granhani Júnior
mjunior@tortoromr.com.br

Naira Mamede Bezerra
nmamede@tortoromr.com.br

Contato

www.tortoromr.com.br

Angra 3 no Programa de Parcerias de Investimentos da Presidência da República.

Publicado no Diário Oficial da União em 03.08.2021, a íntegra pode ser acessada [aqui](#)

Administração pública federal – Redução do consumo de energia

■ **O Presidente da República editou o Decreto nº 10.779, de 25 de agosto de 2021**, que estabelece medidas para a redução do consumo de energia elétrica no âmbito da administração pública federal.

Publicado no Diário Oficial da União em 25.08.2021, edição extra, a íntegra pode ser acessada [aqui](#)

1. Legislação e Regulação

Poder Executivo

**Usina Termonuclear Angra 3 –
Programa de Parcerias de Investimentos (PPI)**

■ **O Presidente da República editou o Decreto nº 10.762, de 2 de agosto de 2021**, que altera o Decreto nº 9.915, de 16 de julho de 2019, que dispõe sobre a qualificação da Usina Termonuclear

ICMS/SP - Prorrogado para 2022 o novo modelo de tributação das operações com energia elétrica adquiridas em ambiente de contratação livre

■O Governador do Estado de São Paulo editou o Decreto nº 65.967, de 30 de agosto de 2021, foi prorrogada de 1º.09.2021 para 1º.01.2022 a entrada em vigor do Decreto nº 65.823/2021, que dispõe sobre o novo modelo de tributação pelo ICMS das operações com energia elétrica adquiridas em ambiente de contratação livre.

Publicado no Diário do Estado de São Paulo em 31.08.2021, a íntegra pode ser acessada [aqui](#).

Leilão de Reserva de Capacidade de 2021 – Diretrizes para a realização do leilão

■O Ministério de Minas e Energia editou a Portaria Normativa nº 20, de 16 de agosto de 2021, que estabelece as Diretrizes para a realização do Leilão para Contratação de Potência Elétrica e de Energia Associada, a partir de empreendimentos de geração, novos e existentes, que acrescentem potência elétrica ao Sistema Interligado Nacional (SIN), denominado "Leilão de Reserva de Capacidade, de 2021".

Publicada no Diário Oficial da União em 18.08.2021, a íntegra pode ser acessada [aqui](#)

Oferta de Redução Voluntária de Demanda de Energia Elétrica (RVD) - Diretrizes

■O Ministério de Minas e Energia editou a Portaria Normativa nº 22, de 23 de agosto de 2021, para estabelecer as diretrizes para a Oferta de Redução Voluntária de Demanda de Energia Elétrica (RVD) para Atendimento ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

A vigência desta Portaria será até 30 de abril de 2022.

Publicada no Diário Oficial da União em 23.08.2021, edição extra, a íntegra pode ser acessada [aqui](#)

Energia das Usinas Hidrelétricas (UHEs) não despachadas centralizadamente - Montantes de garantia física

■O Ministério de Minas e Energia editou a Portaria nº 544, de 30 de agosto de 2021, que defini os montantes de garantia física de energia das Usinas Hidrelétricas (UHEs) não despachadas centralizadamente.

Publicada no Diário Oficial da União em 31.08.2021, edição extra, a íntegra pode ser acessada [aqui](#)

Instituição do Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica

■A Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (CREG) editou a Resolução nº 2, de 31 de agosto de 2021, que Institui o Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica para unidades consumidoras do Sistema Interligado Nacional.

Publicada no Diário Oficial da União em 31.08.2021, edição extra, a íntegra pode ser acessada [aqui](#)

Escassez hídrica - Criação de novo patamar de bandeira tarifária

■A Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (CREG) editou a Resolução nº 3, de 31 de agosto de 2021, que determina à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) que implemente patamar específico das Bandeiras Tarifárias, de que trata o Decreto nº 8.401, de 4 de fevereiro de 2015, para arcar com os custos que especifica.

Publicada no Diário Oficial da União em 31.08.2021, edição extra, a íntegra pode ser acessada [aqui](#)

Agência reguladora

Apuração de indisponibilidade de unidade geradora ou de empreendimento de importação de energia elétrica – Critérios para apuração e de verificação de lastro

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) editou a Resolução Normativa nº 944, de 17 de agosto de 2021, que altera a Resolução Normativa nº 614, de 3 de junho de 2014, que consolida os atos regulatórios relativos à apuração de indisponibilidade de unidade geradora ou de empreendimento de importação de energia elétrica, conectados ao Sistema Interligado Nacional (SIN), estabelecendo novos critérios de apuração e de verificação de lastro.

Publicada no Diário Oficial da União em 20.08.2021, a íntegra pode ser acessada [aqui](#)

2. Operação do Sistema

■ ONS recebe a partir de 1º de setembro ofertas de redução voluntária a demanda

Medida atende à Portaria Normativa Nº 22/GM/MME, de 23 de agosto de 2021

Devido às condições hidrológicas adversas que o Setor Elétrico Brasileiro (SEB) vem enfrentando e visando contribuir com a proposição de medidas para a garantia de segurança e continuidade do suprimento de energia elétrica no País, em 29 de julho de 2021, o Ministério de Minas Energia - MME abriu, por meio da [Portaria GM/MME nº 538 de 2021](#), a Consulta Pública nº 114 com diretrizes para a Oferta de Redução Voluntária de Demanda de Energia Elétrica (RVD) para atendimento ao Sistema Interligado Nacional (SIN), com vigência até 30 de abril de 2022.

O Resultado da Consulta Pública resultou na publicação da [Portaria Normativa GM/MME nº 22 de 2021](#), em 23 de agosto de 2021, com instruções para o ONS elaborar uma Rotina Operacional Provisória em até 5 dias após sua publicação.

A Rotina Operacional Provisória tem como objetivo operacionalizar os procedimentos e os processos relativos ao mecanismo de Redução Voluntária de Demanda de Energia Elétrica (RVD), em conformidade com o que foi regulado pelo Ministério de Minas e Energia (MME), definindo critérios e diretrizes para os procedimentos operativos a serem realizados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e pelos agentes consumidores durante a vigência da Portaria Normativa nº 22/GM/MME.

O mecanismo de RVD prevê ofertas de redução de demanda de energia elétrica por consumidores do Ambiente de Contratação Livre (ACL) ou agentes agregadores de demanda desses consumidores, considerando reduções de 4 ou 7 horas em horários pré-determinados pelo ONS, oferta mínima de 5 MW em cada hora durante todo processo, produtos mensais limitados a 6 meses, mediante aprovação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), desde que haja confirmação diária da disponibilidade por parte do agente ofertante e aceite do ONS, observadas a otimização do custo total de despacho do sistema e a segurança operativa.

ONS em 30.08.2021.

■ **ONS recebe ofertas adicionais de geração de energia de termelétricas sem CVU**

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) inicia processo de recebimento de ofertas adicionais de geração de energia elétrica provenientes de usinas termelétricas (UTE) sem Custo Variável Unitário (CVU) para atendimento ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

Poderão ser ofertados diferentes valores de MWmed para os meses de interesse, contudo, com apenas um preço (R\$/MWh). Caso o agente queira publicar diferentes preços para cada mês, deverá realizar uma oferta para cada mês. A aprovação das ofertas será feita individualmente, sem interdependência entre elas.

A medida atende à [Portaria Normativa nº 17, de 22 de julho de 2021](#), do Ministério de Minas e Energia, que estabelece as diretrizes para o processo e determina ainda que as usinas sejam modeladas na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

O ONS disponibilizará uma ferramenta no Portal de Relacionamento do ONS – SINtegre para o envio das ofertas.

MME em 03.08.2021.

■ **Prazo para sugestões sobre regulamentação associada ao compartilhamento de Instalações de Transmissão se encerrou em 13.08.2021**

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) encerrou em 13.08.2021, o prazo para sugestões da tomada de subsídios nº 12/2021, que tem como objetivo obter contribuições para avaliação da necessidade de intervenção regulatória associada ao compartilhamento de instalações de transmissão.

A atividade de “Regulação do Compartilhamento de Instalações de Transmissão” tem o objetivo de identificar e analisar os problemas relacionados às contratações de compartilhamentos de instalações realizadas entre transmissoras, a fim de verificar a necessidade de estabelecer regulamentação específica acerca do tema, sistematizando os comandos no sentido de dar maior transparência ao processo, estabelecendo competências e responsabilidades entre os envolvidos, além de verificar a necessidade de atualizar o modelo de Contratos de Compartilhamento de Instalações de Transmissão (CCI) disponibilizado no site da ANEEL.

As instruções para a participação, bem como a Nota Técnica nº 53/2021 –SRT/ANEEL, que embasa a instituição da TS 012/2021, [estão disponíveis aqui.](#)

Aneel em 10.08.2021.

■ANA debate segurança hídrica na bacia do Alto Tietê

Em 17 de agosto de 2021, a Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA) participou do Webinar Segurança Hídrica na Bacia do Alto Tietê. Representada pelo diretor interino Joaquim Gondim, a Agência debateu o tema O Risco de Seca Extrema na Bacia do Alto Tietê – Perspectivas Climatológicas, Hidrometeorológicas e de Gestão dos Recursos Hídricos. A apresentação e o debate como um todo estão disponíveis e [vídeo no YouTube.](#)

Além da participação de Gondim, a abertura do Webinar contou com as presenças do coordenador científico do Centro de Estudos e Pesquisas em Desastres de São Paulo, Eduardo Mendiondo; do secretário municipal de Serviços Urbanos de Hortolândia (SP) e ex-diretor-presidente da ANA, Vicente Andreu; e da meteorologista do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), Caroline Vidal. A mediação do debate foi realizada pelo coordenador da Sala de Situação do Departamento de Águas e Energia

Elétrica do Estado de São Paulo (DAEE/SP), Alfredo Pisani.

Realizado pela Câmara Técnica de Monitoramento Hidrológico e pelo Grupo de Trabalho Eventos Extremos, no âmbito do Comitê da Bacia Hidrográfica do Alto Tietê (CBH-AT), o evento acontece até 19 de agosto sempre das 9h às 12h. Saiba mais em <https://comiteat.sp.gov.br/o-comite/eventos/seguranca-hidrica/#>

Principal manancial para abastecimento da Região Metropolitana de São Paulo, o Sistema Cantareira engloba as bacias hidrográficas do Alto Tietê e dos rios Piracicaba, Capivari e Jundiaí (PCJ). Por isso, o Alto Tietê desempenha um papel relevante para o abastecimento da maior cidade da América do Sul.

ANA em 17.08.2021.

■ONS propõe novos critérios operativos e eleva níveis de transferência de energia entre as regiões

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), em atendimento à solicitação da Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (CREG), e como forma de dar andamento às ações com vistas ao aumento das disponibilidades energéticas, publicou hoje, dia 20 de agosto, Nota Técnica contendo novos critérios operativos para garantir a máxima capacidade de transferência de

energia entre os subsistemas. Essa alteração permitirá o melhor aproveitamento dos recursos energéticos disponíveis no Sistema Interligado Nacional (SIN).

No horizonte de curto prazo, a forma de aumentar a capacidade de transferência entre regiões se dá por meio da adoção de critérios operativos mais flexíveis, ou seja, passar do atual critério de confiabilidade que considera a proteção do SIN contra perdas duplas de linhas de transmissão (N-2) para o critério que considera apenas a proteção face a perdas simples (N-1). Uma das conclusões do documento é de que a medida – flexibilização do atual critério N-2 para o critério N-1 para algumas linhas de transmissão – permitirá a elevação dos limites nas interligações das regiões Norte/Nordeste para o Sul/Sudeste/Centro-Oeste, com ganho potencial de transferência de energia de até 2.850 MW.

Como vem demonstrando os estudos prospectivos do ONS, há a possibilidade dos reservatórios atingirem, até o fim do período seco, em novembro, níveis de armazenamento nas regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste muito reduzidos, mesmo considerando todas as ações excepcionais já adotadas para o enfrentamento da crise hídrica. Com a medida proposta pelo ONS, será possível alocar os excedentes de produção do Norte e do Nordeste nos reservatórios do Sul,

permitindo a sua utilização nos momentos de carga elevada que historicamente acontecem a partir do mês de setembro.

Para que se avalie o benefício esperado, um exercício de aplicação de critérios de confiabilidade diferenciados na programação do dia 21.07.2021 mostrou a possibilidade da transferência adicional de cerca de 2.000 MWmed do Norte e do Nordeste. Este montante poderia ser alocado nos reservatórios do Sul, representando uma recuperação de cerca de 10% no armazenamento desse subsistema.

A flexibilização dos critérios operativos, no entanto, reduz a capacidade do SIN em suportar contingências duplas de linhas de transmissão, sendo os casos de maior relevância associados às perdas duplas das LT 500 kV Tucuruí-Xingu C1 e C2, dos bipolos Xingu-Estreito e Xingu-Terminal Rio. Já de forma preventiva, o Operador vem atuando junto às transmissoras envolvidas, desenvolvendo uma série de ações que contribuem para minimizar o impacto dessas medidas.

Na Nota Técnica, o Operador destaca ainda que, com relação à avaliação estatística de desligamentos, há a necessidade de uma gestão específica visando à mitigação de desligamentos por 'queimadas', especialmente para alguns circuitos em 500 kV e para os dois bipolos de Belo

Monte, principalmente entre agosto e outubro. Quanto ao desempenho dos sistemas de proteção e controle, o ONS vem atuando junto às transmissoras para corrigir, no curto prazo, potenciais problemas e mitigando ocorrências por atuação indevida de proteção.

O documento indica ainda os ganhos de curto prazo para o setor elétrico brasileiro que são, particularmente, importantes no atual contexto para resguardar todos os reservatórios e garantir que não haja suspensão do suprimento elétrico. Vale destacar, no entanto, que os novos critérios são temporários e, assim que a situação normalizar, os procedimentos voltarão a ser aplicados sem as flexibilizações.

É importante ressaltar também que o ONS adequará os limites de transferência de energia sempre que for identificada a necessidade de redução desses valores, ou percebida a oportunidade de ganhos nos limites sem elevação do nível de risco. Por sua vez, caso o aumento de intercâmbio, em virtude de algum cenário específico, acarretar aumento do nível de criticidade, a implementação dessa mudança se dará após anuência do Comitê de Monitoramento do Setor Elétricos (CMSE).

Para entender o conceito:

Os chamados critérios (N-1) e (N-2) estão associados à resposta do sistema quando se verifica uma perturbação na rede, o desligamento de uma linha, por exemplo. Essencialmente, eles definem qual o grau de proteção que se quer dar ao sistema, a perda de um elemento da rede (N-1) ou de dois (N-2). O critério básico de dimensionamento e de operação do SIN é o N-1. Todavia, para algumas partes do sistema, especialmente aquelas que compõem interligações entre sistemas, é utilizado o critério (N-2). A medida vem sendo implementada de forma conservadora para minimizar o impacto na segurança da operação do SIN.

[Confira a nota técnica na íntegra aqui.](#)

ONS em 20.08.2021.

■ **ONS revisa cenários e elabora nota técnica com informações sobre atendimento eletroenergético até novembro**

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), em atendimento à solicitação do Ministério de Minas e Energia, atualizou a Nota Técnica com as informações sobre as condições de atendimento eletroenergético do Sistema Interligado Nacional (SIN) até

novembro de 2021. A revisão foi necessária após ser observada uma afluência menor do que a considerada no estudo anterior, principalmente na região Sul. Os resultados deste documento foram apresentados nas reuniões ordinárias do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) e da Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (CREG), realizadas em agosto, servindo de base para as decisões tomadas.

Os cenários hidrológicos adotados nas prospecções têm sido obtidos considerando as condições atuais do solo, a precipitação prevista nos 45 primeiros dias de horizonte e a utilização da precipitação verificada do ano de 2020 para o restante do período estudado. Ainda assim, como os totais de chuva previstos considerados no último estudo não se confirmaram e o volume de água observado em 2021 foi inferior àquele verificado em 2020, em especial nas bacias do Sul, as afluências ficaram abaixo daquelas consideradas na prospecção anterior. A escassez resultou na diminuição dos níveis de partida em agosto de cerca de 10 pontos percentuais abaixo daquele apresentado na Nota Técnica anterior, publicada em julho, além de se observar uma redução de cerca de 2.000 MWmed na Energia Natural Afluente do SIN, de agosto a novembro.

Seguindo o modelo aplicado anteriormente, ao elaborar a revisão do estudo o Operador traçou dois cenários. No primeiro, os principais reservatórios da bacia do rio Paraná chegam ao final do período seco, ou seja, o mês de outubro, com níveis baixos de armazenamento. Ainda considerando esta situação mais adversa, mesmo com a utilização completa dos recursos hidráulicos da região Sudeste/Centro-Oeste, com o atingimento da faixa de restrição das usinas da bacia do São Francisco, com o despacho térmico pleno e com a adoção do critério N-1 para transferência de energia do Norte/Nordeste para o Sudeste/Centro-Oeste, os recursos são insuficientes para atendimento ao mercado de energia e demandarão novas medidas no curto prazo.

Para a segunda hipótese, o atendimento energético é viabilizado a partir da incorporação de recursos adicionais, resultando em ganhos de armazenamento e eliminando possíveis déficits. Desta forma, para assegurar o atendimento energético é imprescindível o aumento da oferta em cerca de 5,5 GWmed, a partir do mês que vem até novembro.

Em adicional, neste cenário, o Operador recomendou as seguintes ações: postergação das manutenções programadas; viabilização da importação de energia da Argentina e do Uruguai; garantia da disponibilidade

operativa das térmicas *merchant*, equacionamento das questões judiciais relacionadas às disponibilidades da oferta de cinco usinas: Goiania II, Campina Grande, Maracanaú, Palmeira de Goiás e Pernambuco III; viabilização do terceiro navio regaseificador, referente às disponibilidades das termelétricas Termoceará, Fortaleza e Vale do Açu; recomposição da capacidade de geração impactada pela manutenção da Rota 1 no mês de setembro e a viabilização da térmica GNA I.

Ainda tendo como referência o segundo cenário, o ONS indicou que a partir de setembro sejam incorporados novos recursos energéticos ao SIN. Para isso, será necessário lançar mão de geração adicional proveniente das usinas térmicas sem Custo Variável Unitário (CVU), conforme a Portaria MME 17/2021; avançar com o Programa de Resposta Voluntária da Demanda; e implementar ações de incentivo para que a população reduza de forma voluntária o seu consumo, além de adotar novas flexibilizações dos níveis mínimos nos reservatórios das hidrelétricas de Ilha Solteira e Três Irmãos, até a cota 323 metros; autorizar o uso da flexibilização dos critérios de segurança de N-2 para N-1 como recurso para atendimento energético e de potência; e adotar novas restrições temporárias de defluência nas usinas do São Francisco e na hidrelétrica de Itaipu, podendo agregar

mais recursos às disponibilidades de potência.

Vale ainda destacar que o ONS está tomando todas as medidas técnicas e operacionais cabíveis para manter a continuidade do atendimento ao consumidor de energia elétrica no Brasil, mesmo considerando a sensível situação hídrica que atualmente enfrentamos, com o registro das afluências mais baixas dos últimos 91 anos no Sistema Interligado Nacional (SIN).

[Clique aqui](#) e confira a Nota Técnica nº 0093/2021 na íntegra.

ONS em 25.08.2021.

■ **MME e Aneel apresentam medidas para enfrentamento do cenário de aumento nos custos de geração de energia**

A Câmara de Regras Excepcionais para a Gestão Hidroenergética (CREG) editou, em 31.08.2021, duas resoluções para enfrentamento do cenário de aumento nos custos de geração decorrente da escassez hídrica: a criação de novo patamar de bandeira tarifária e o lançamento do Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica. As medidas foram apresentadas pelo ministro de Minas e Energia, Bento Albuquerque, o diretor-ge-

ral da ANEEL, André Pepitone, e o secretário de energia elétrica do MME, Christiano Vieira.

Com a decisão da CREG, a cobrança da bandeira da chamada “Bandeira Escassez Hídrica” será de R\$ 14,20 a cada 100 kWh consumidos. Essa cobrança valerá para todos os consumidores do Sistema Interligado Nacional (SIN) de setembro deste ano a abril de 2022, com exceção dos consumidores inscritos na Tarifa Social de Energia Elétrica, que continuarão pagando a bandeira acionada mensalmente pela ANEEL. Com a alteração da bandeira, o aumento da tarifa média residencial será de 6,78%.

Caso não fosse estabelecido esse aumento agora da bandeira tarifária, os custos seriam repassados com uma defasagem de até um ano aos consumidores, no próximo reajuste de sua distribuidora, com a incidência de juros. Com o instrumento da bandeira tarifária, o consumidor é informado de imediato quando o custo de produção da energia está mais caro e assim ele pode adequar seu nível de consumo.

Também foi divulgado o programa de redução do consumo de energia elétrica, que deve vigorar de setembro a dezembro de 2021, em razão do período crítico no qual se inicia o período chuvoso. De acordo com o programa,

o consumidor do grupo B (residenciais, pequenos comércios e rurais) que reduzir seu consumo, nos meses de setembro a dezembro de 2021, em 10% em relação à média do que foi consumido dos mesmos meses de 2020, receberá um bônus de R\$ 50 para cada 100 kWh. O bônus é limitado à redução de 20%.

Exemplo de como vai funcionar o programa: se uma família consumiu 120 kWh em setembro de 2020, 130 kWh em outubro, 110 kWh em novembro e 140 kWh em dezembro de 2020, a base de sua apuração será de kWh 125[1]. Assim, caso os próximos consumos dessa família sejam 105 kWh em setembro, 110 kWh em outubro, 100 kWh em novembro e 110 kWh em dezembro de 2021, seu consumo médio durante a apuração do programa terá sido de 106,25 kWh. Portanto, essa família terá reduzido 15% o seu consumo nos meses de apuração do programa em relação à média dos mesmos meses do ano passado. Nesse caso, ao final do programa ela teria o direito de receber R\$ 37,50 a título de bônus.

Com o programa, espera-se reduzir a demanda em 914 MW médio, o que representa 1,41% do Sistema Interligado Nacional (SIN). O bônus deve custar cerca de R\$ 339 milhões por mês, sendo custeado por encargos específicos denominados Encargos de Serviço do Sistema (ESS). Apesar

de os encargos serem arrecadados dentro do setor, é preciso destacar que o pagamento pelo bônus acaba sendo mais vantajoso para o sistema. Isso se explica porque atualmente estão sendo despachadas térmicas com custos muito maiores, como a UTE William Arjona, localizada no Mato Grosso do Sul, que tem um custo variável superior a R\$ 2 mil reais por MWh.

Destaca-se que essas ações visam enfrentar o momento de escassez hídrica que se tem vivenciado e que ela está inserida dentro de um conjunto de outras medidas que visam garantir a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético no país.

[Acesse aqui a Resolução N° 2, de 31 de agosto de 2021](#)

[Acesse aqui a Resolução N° 3, de 31 de agosto de 2021](#)

MME em 31.08.2021.

■ **Autorizado incentivo para antecipação de obras prioritárias de transmissão**

Em 26.08.2021, foi publicada no Diário Oficial da União (DOU) autorização para pagamento adicional de Receita Anual Permitida (RAP) para reforços prioritários de transmissão que antecipem a entrada em operação comercial em relação ao prazo original.

Para tanto, a operação comercial deve ser iniciada até 31 de dezembro de 2022.

A receita adicional será calculada em função dos meses de adiantamento da obra em relação ao prazo original, com impacto positivo ao sistema elétrico. O objetivo é contribuir para a segurança do suprimento de energia elétrica no SIN no biênio 2021/2022.

A regulação vigente já previa e incentivava contratualmente que obras outorgadas por processo licitatório antecipassem a entrada em operação. A proposta aprovada estende o incentivo às obras prioritárias outorgadas via autorização.

Ao todo, podem ser antecipadas 31 obras selecionadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Depois de concluídos, tais empreendimentos contribuem para reduzir restrições de escoamento de energia elétrica gerada, eliminar a necessidade de geração térmica por razões elétricas, entre outros.

Vale ressaltar que a indisponibilidade de instalações de transmissão essenciais para escoamento de geração pode levar ao despacho de usinas mais caras, que representariam um custo muito maior que o do pagamento das RAPs adicionais sugeridas. Assim, espera-se que o mecanismo aprovado se constitua como

um redutor de custos globais para o Sistema Interligado Nacional (SIN).

Aneel em 26.08.2021.

■ CMSE avalia novas medidas com vistas à garantia do fornecimento de energia elétrica no País

O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) se reuniu em 30.08.2021, em caráter extraordinário, para avaliar as condições de suprimento energético ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

Conforme apresentado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), os cenários prospectivos de atendimento para os próximos meses, até novembro de 2021, foram atualizados, considerando as condições de contorno mais recentes e realistas.

Os cenários apresentados pelo Operador reforçam a criticidade do momento. Contudo, considerando os ganhos advindos das ações em andamento mais recentemente deliberadas pelo CMSE, em especial, a flexibilização da operação das usinas hidrelétricas da bacia do rio São Francisco, com ganhos energéticos relevantes e maior alocação de recursos no Sudeste/Centro-Oeste, as novas projeções indicam o atendimento da carga de energia elétrica nos cenários avaliados.

As condições meteorológicas e hidroenergéticas continuarão a ser permanentemente monitoradas, bem como a confirmação das premissas consideradas nos estudos prospectivos do ONS, de forma a perseguir a assertividade nas avaliações e a tempestividade na atuação das instituições do setor elétrico brasileiro.

Adicionalmente, foi realizada apresentação pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) acerca dos custos incorridos com a implementação das medidas adicionais em andamento, aprovadas pelo CMSE/CREG. O tema será também apresentado em reunião da Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (CREG), a se realizar amanhã.

Por fim, a Assessoria Econômica do Ministério de Minas e Energia realizou apresentação sobre proposta de Programa de Incentivo à Redução Voluntária do consumo de energia elétrica, aplicável aos consumidores regulados, por meio de incentivo econômico, com informações complementares e maior detalhamento em comparação àquelas trazidas na 252ª reunião do CMSE. O tema também será apreciado pela CREG.

O CMSE, na sua competência legal, continuará monitorando, de forma permanente, as condições de abastecimento e o atendimento ao mercado de energia elétrica do País, adotando

as medidas para a garantia do suprimento de energia elétrica. As definições finais sobre a reunião do CMSE de hoje serão consolidadas em ata devidamente aprovada por todos os participantes do colegiado e divulgada conforme o regimento.

Informações técnicas

Adicionalmente ao relato realizado, registra-se a aprovação do CMSE dos seguintes temas:

- Despacho das usinas termelétricas Uruguaiana e Cuiabá por período determinado de outubro de 2021 a março de 2022, conforme ofertas apresentadas ao ONS, nos termos da Portaria MME nº 5, de 5 de abril de 2021, alterada pela Portaria MME nº 13, de 2 de junho de 2021.
- Despacho da usina termelétrica Termonorte I por período de 6 meses a partir de setembro de 2021, conforme oferta apresentada ao ONS, nos termos da Portaria MME nº 5, de 5 de abril de 2021, alterada pela Portaria MME nº 13, de 2 de junho de 2021.

- Homologação dos aceites, realizados nas reuniões técnicas do Grupo de Trabalho do CMSE para acompanhamento das condições de atendimento ao SIN, relativos às ofertas de agentes nos termos da Portaria MME nº 17, de 22 de julho de 2021 com vigência nos meses de agosto e de setembro, limitadas a R\$ 2.000,00 / MWh, com exceção das ofertas reapresentadas. O preço teto será definido a cada avaliação e o valor utilizado nesta deliberação não condicionará aceite de ofertas futuras.

As ofertas aprovadas constarão também no registro em ata a ser realizado, referente à 253ª reunião (Extraordinária) do CMSE.

MME em 30.08.2021.

3. Comercialização e Mercado Livre

■ Agência homologa parcialmente prazo de extensão de outorga das hidrelétricas participantes do MRE

A diretoria da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) decidiu, na reunião de 3.08.2021, por homologar parcialmente o prazo de extensão de outorga das usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). A decisão atende a Resolução Normativa nº 895/2020, sem ainda incorporar as modificações trazidas pela Resolução Normativa 930 e pela Lei nº 14182/2021. Portanto, a decisão refere-se a somente uma parcela de usinas hidrelétrica que possuem esse direito. Essa decisão é um importante passo que objetiva de resolver o problema conhecido no setor elétrico como GSF. A homologação final do prazo de extensão de outorgas das outras usinas elegíveis será realizada em momento posterior, após o processamento das regras para os cálculos de extensão de outorga dessas usinas.

Após a homologação dos prazos, o outorgado deverá, em até sessenta dias, realizar sua manifestação de interesse, desistir das ações judiciais vinculadas ao GSF e realizar a renúncia de alegação de direito associada a isenção ou mitigação de riscos hidrológicos, por meio do “Termo de

aceitação de prazo de extensão de outorga e de desistência e renúncia ao direito de discutir a isenção ou a mitigação de riscos hidrológicos relacionados ao MRE”. Os links para o Termo serão disponibilizados no final deste release.

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), com informações do Operador Nacional do Sistema (ONS) e da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) calculou o prazo de extensão das outorgas. O resultado dessa homologação parcial é composto por 346 usinas, entre Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e Usinas Hidrelétricas (UHEs).

De acordo com a CCEE, os valores econômico-financeiros a serem compensados aos titulares de outorgas do MRE somaram aproximadamente R\$ 8,62 bilhões e foram convertidos em prazo de extensão de outorgas. O prazo médio de cada usina foi de aproximadamente 2,7 anos.

Para dar celeridade ao processo de assinatura dos Termos de Aceitação de Prazo de Extensão de Outorga e de Desistência e Renúncia, a ANEEL disponibilizará sistema informatizado para que os interessados preencham os campos a serem impressos nos respectivos termos.

Aneel em 03.08.2021.

■ **Novas antecipações de pagamentos reduzem débitos retidos pelo GSF para R\$ 1,6 bilhão**

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE finalizou em 06.08.2021 a liquidação financeira das operações do Mercado de Curto Prazo – MCP referente a junho de 2021. Foram movimentados R\$ 4,3 bilhões, do total de R\$ 5,9 bilhões contabilizados. Mais uma vez, agentes optaram pela antecipação de pagamentos dos débitos até então retidos por conta da judicialização do risco hidrológico, o que reduziu o montante repesado dos R\$ 3,5 bilhões de maio para R\$ 1,6 bilhão.

O maior montante foi adiantado voluntariamente pela CHESF, que liberou R\$ 1,8 bilhão. Ao todo, as 47 geradoras que decidiram antecipar os valores foram responsáveis por 83 pagamentos referentes ao GSF já registrados pela CCEE. As empresas levaram a uma redução de R\$ 9,86 bilhões nos débitos judicializados desde a aprovação da Resolução Normativa 895/20, de novembro do ano passado, que regulamentou a reatuação do risco hidrológico no mercado livre.

CCEE em 06.08.2021.

■ **CCEE prevê repasse de recurso de energia de reserva**

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE informa a expectativa de repasse de R\$ 2,6 bilhões de excedente de Energia de Reserva nas próximas três contabilizações – julho, agosto e setembro de 2021 – para os usuários* de Energia de Reserva.

Dois fatores foram fundamentais para a entrada de recurso na Conta de Energia de Reserva – Coner: previsão de Preço de Liquidação das Diferenças – PLD em patamares elevados e as expectativas de geração das usinas contratadas no âmbito da Energia de Reserva.

Baseados nesses fatos, foram realizadas simulações que mostraram que o montante arrecadado é suficiente para o atendimento das obrigações e permite ainda o repasse do excedente de Energia de Reserva. A previsão é de R\$ 264 milhões na contabilização de julho/21; R\$ 1,1 bilhão na contabilização de agosto/21; e R\$ 1,2 bilhão na contabilização de setembro/21.

Os excedentes financeiros da Coner serão repassados aos agentes na contabilização do Mercado de Curto Prazo – MCP, isentos do rateio da inadimplência, de acordo com o previsto nas Regras de Comercialização.

CCEE em 10.08.2021.

■ ANEEL debate normas para Comercialização e Mercado Atacadista de Energia em audiência

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) promoveu em 13.08.2021, audiência pública que debateu as normas para Comercialização de Energia Elétrica e Mercado Atacadista de Energia (MAE).

Presidida pelo diretor da Agência, Hέλvio Guerra, a audiência pública nº 21/2021 foi transmitida virtualmente pelo canal da ANEEL no YouTube e recebeu contribuição da Câmara de Comercialização de Energia (CCE).

A consolidação da Convenção de Comercialização de Energia Elétrica e o Mercado Atacadista de Energia serão consolidados em apenas uma resolução normativa, considerando a atual Convenção de Comercialização como base, sem nenhuma alteração de mérito. No total, 29 atos foram totalmente revogados e 11 foram parcialmente revogados.

O diretor da ANEEL, Hέλvio Guerra, destacou a importância do processo de simplificação dos atos normativos. “Nós estamos revogando 29 atos, é um movimento muito importante de simplificação e consolidação de atos normativos que facilita a vida não só dos agentes mas da sociedade como um todo”, avaliou Hέλvio.

As apresentações e contribuições serão analisadas pela Agência antes da tomada de decisão a ser efetivamente aprovada em reunião pública da diretoria da ANEEL. A nota técnica nº 61/2021–SRM/ANEEL, que embasa a consolidação dos atos, [está disponível aqui](#).

Aneel em 13.08.2021.

■ Agência decide aperfeiçoar Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEE) aprovou em 17.08.2021, o aprimoramento do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) quanto aos expurgos de Indisponibilidade estabelecidos na Resolução Normativa nº 614/2014. O tema integra a Agenda da Modernização do Setor Elétrico, no que se refere a atividade de saneamento do MRE. Após receber contribuições de 18 empresas e instituições do setor em consulta pública (CP044/2019), a ANEEL decidiu aprimorar o texto do Anexo I da Resolução, que relaciona indisponibilidades passíveis de desconsideração para usinas hidrelétricas participantes do MRE, com duas alterações.

No Anexo I, foi adaptada a alínea “d”, que aborda intervenções para limpeza de mexilhão dourado e plantas aquáticas, e incluído novo item referente ao tempo de sincronismo para hidrelétricas. O aprimoramento da norma tem o objetivo de proporcionar maior equilíbrio de alocação das indisponibilidades no âmbito do MRE.

O MRE é o mecanismo de compartilhamento dos riscos hidrológicos associados à otimização eletro-energética do Sistema Interligado Nacional (SIN), no que concerne ao despacho centralizado das unidades de geração de energia elétrica. A diretora-relatora Elisa Bastos esclareceu que a Resolução Normativa nº 614/2014, prevê que, na apuração da indisponibilidade das usinas despachadas centralizadamente, o Operador Nacional do Sistema (ONS) poderá desconsiderar (expurgar) a indisponibilidade decorrente dos motivos apresentados na forma do Anexo I da Resolução. O expurgo de indisponibilidade no MRE tem consequências comerciais, deixando o agente menos exposto financeiramente no Mercado de Curto Prazo (MCP).

Aneel em 17.08.2021.

■ Marco legal para geração distribuída

■ O marco legal para os micro e minigeradores de energia elétrica, Projeto de Lei nº 5.829 de 2019, foi aprovado pela Câmara dos Deputados em 18.08.2021, e seguiu para apreciação do Senado Federal.

Segundo o texto, consumidores que já possuem sistema de geração distribuída permanecerão isentos de cobranças até 31 de dezembro de 2045. Quem solicitar a entrada no sistema até doze meses após a publicação da nova legislação também ficará isento até 2045.

Para os novos consumidores, haverá uma regra de transição de seis anos. A proposta é que eles comecem a pagar por 15% dos custos associados à energia elétrica em 2023 — o percentual vai subindo gradativamente.

O texto define como microgeradores aqueles que geram até 75 kW de energia de fontes alternativas (fotovoltaico, eólico, biomassa e outros) em suas unidades consumidoras (em telhados, terrenos baldios, condomínios, sítios); enquanto minigeradores são aqueles que geram mais de 75 kW até 5 mil kW.

O projeto prevê transição no pagamento dos encargos relativos à remuneração dos ativos do serviço de distribuição, da depreciação dos equipamentos da rede e do custo de operação e manutenção do serviço. A diferença será bancada com recursos repassados às distribuidoras de energia pela Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

A Aneel deverá divulgar os custos e os benefícios sistêmicos das centrais de micro e minigeração distribuída, segundo diretrizes estabelecidas pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), ouvida a sociedade, as associações e entidades representativas, as empresas e os agentes do setor elétrico.

[Confira o texto completo do Projeto de Lei PL 5829/19.](#)

MME em 19.08.2021.

■ [Consulta Pública debate proposta da CCEE sobre critérios de participação no mercado](#)

As propostas da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE para aprimoramentos nos critérios de entrada, manutenção e saída do mercado livre serão debatidas por toda a sociedade em uma Consulta Pública aberta em 17.08.2021. A diretoria da Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel decidiu pela instauração

do processo para receber avaliações dos agentes sobre o tema. Os interessados poderão enviar suas contribuições até 17 de setembro, pelo meio do [site do órgão regulador](#).

Em um esforço para modernizar a regulação, diante da tendência de crescimento e de ampliação das complexidades do ambiente de comercialização de energia, a CCEE sugeriu uma série de melhorias no processo de avaliação das empresas que já atuam ou querem passar a negociar nesse segmento. O objetivo é tornar mais robusta a segurança do mercado como um todo, garantindo a confiabilidade e aderência dos participantes a requisitos mínimos de competência e financeiros.

Como principais medidas, a organização solicita que as companhias interessadas em aderir ao setor forneçam informações mais precisas sobre o histórico de seus sócios. Também pede que sejam instaurados mecanismos para que seja possível uma verificação periódica desses critérios, de forma a analisar com certa frequência se continuam sendo respeitados. Além disso, a Câmara de Comercialização propõe uma otimização dos procedimentos necessários para que sejam desligados os agentes que não cumprirem com suas obrigações.

“Temos uma diversidade cada vez maior de empresas e consumidores atuantes no mercado de comercialização de energia e, naturalmente, a complexidade desse ambiente se intensificou muito. A regulação precisa acompanhar essa evolução, de forma que tenhamos um setor confiável e que atraia bons investimentos”, destaca Roseane Santos, Conselheira da CCEE.

A Nota Técnica encaminhada pela Câmara, com todos os itens propostos, está disponível no portal da CCEE. Para baixar o documento, basta [clique neste link](#).

CCEE em 20.08.2021.

■ Audiência debate critérios de contratação de energia em Chamada Pública de GD

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) apresentou, em audiência pública realizada em 25.08, as propostas de aprimoramento dos critérios de contratação de energia em Chamada Pública de Geração Distribuída (GD). Presidida pelo diretor da Agência, Sandoval Feitosa, a audiência pública nº 20/2021 foi transmitida virtualmente pelo canal da ANEEL no YouTube e contou com contribuições que serão analisadas antes da tomada de decisão da Agência.

A ANEEL apresentou as principais condicionantes para as distribuidoras na contratação de GD e as propostas para o aprimoramento da regulação na contratação. Além disso, também foi apresentada a proposta de aprimoramento do modelo de contrato, considerando o disposto no arcabouço legal.

A Agência reforçou que a contratação de GD por Chamada Pública poderia ser utilizada pelas distribuidoras tanto como uma opção de contratação para cumprir sua obrigação de ter seu mercado contratado em sua totalidade (Contrato de GD “Energético”) quanto reduzir despesas de operação e manutenção ou postergar investimentos para melhoria ou reforço da rede, desde que essa seja a alternativa de menor custo global (Contrato de GD para solução de questões técnicas).

A audiência pública nº 20/2021 está vinculada à Consulta Pública nº 040/2021 que estará disponível para contribuições até o dia 31 de agosto, pelo e-mail cp040_2021@aneel.gov.br. Demais informações sobre a consulta serão publicadas na página da ANEEL na internet (www.aneel.gov.br/consultas-publicas), no espaço da Consulta Pública nº 040/2021.
Aneel em 25.08.2021.

■Bandeira acionada para setembro permanece vermelha patamar 2

A bandeira tarifária em setembro de 2021 será vermelha, patamar 2. Agosto foi mais um mês de severidade para o regime hidrológico do Sistema Interligado Nacional (SIN). O registro sobre as aflúncias às principais bacias hidrográficas continuou entre os mais críticos do histórico. A perspectiva para setembro não deve se alterar significativamente, com os principais reservatórios do SIN atingindo níveis consideravelmente baixos para essa época do ano. Essa conjuntura sinaliza horizonte com reduzida capacidade de produção hidrelétrica e necessidade de acionamento máximo dos recursos termelétricos, pressionando os custos relacionados ao risco hidrológico (GSF) e o preço da energia no mercado de curto prazo (PLD). O PLD e o GSF são as duas variáveis que determinam a cor da bandeira a ser acionada. Importante frisar que os valores das bandeiras tarifárias estão em análise e serão divulgados posteriormente.

Criado pela ANEEL, o sistema de bandeiras tarifárias sinaliza o custo real da energia gerada, possibilitando aos consumidores o bom uso da energia elétrica. O funcionamento das bandeiras tarifárias é simples: as cores verde, amarela ou vermelha (nos patamares 1 e 2) indicam se a

energia custará mais ou menos em função das condições de geração.

Com as bandeiras, a conta de luz ficou mais transparente e o consumidor tem a melhor informação, para usar a energia elétrica de forma mais eficiente, sem desperdícios. Com a manutenção da bandeira vermelha em seu maior patamar é importante reforçar aos consumidores ações relacionadas ao uso consciente e ao combate ao desperdício de energia.

Diante disso, foi lançada em 15.08.2021/8 a primeira fase da campanha de uso consciente de energia elétrica de iniciativa da ANEEL, com apoio do Ministério de Minas e Energia e operacionalização da ABRADDEE. O objetivo da ação é incentivar a população a evitar o desperdício de energia elétrica, em meio ao cenário de escassez hídrica – o pior em 91 anos – que reduz a produção nas usinas hidrelétricas e aumenta o preço da energia. Todos os materiais de divulgação da campanha estão disponíveis na página www.consumoconscienteja.com.br.

Aneel em 27.08.2021.

4. Planejamento

■ MME aprova em julho projetos de distribuição de energia elétrica como prioritários em dez estados

De titularidade de dez concessionárias, os investimentos devem totalizar R\$ 3,3 bilhões e abrangem os estados de Minas Gerais, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Paraíba, Paraná, Rio de Janeiro, Rio Grande do Norte, Rondônia, Sergipe e São Paulo.

O Ministério de Minas e Energia (MME), por meio de sua Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético (SPE), aprovou, em julho, como prioritários, para fins de emissão de debêntures incentivadas, os projetos de investimento em infraestrutura de distribuição de energia elétrica para os anos 2021 e 2022.

De titularidade de dez concessionárias, os investimentos devem totalizar R\$ 3,3 bilhões e abrangem os estados de Minas Gerais, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Paraíba, Paraná, Rio de Janeiro, Rio Grande do Norte, Rondônia, Sergipe e São Paulo.

MME em 02.08.2021.

■ EPE, ONS e ANEEL divulgam Nota Técnica com Margens de Capacidade para Escoamento de Energia Elétrica para o Leilão A-5 de 2021

A Empresa de Pesquisa Energética - EPE divulga a Nota Técnica do Operador Nacional do Sistema (ONS), contendo os quantitativos da capacidade de escoamento de energia elétrica de todos os barramentos da Rede Básica, DIT (Demais Instalações de Transmissão) e ICG (Instalações Compartilhadas de Geração) indicados pelos empreendedores no Sistema AEGE no ato do cadastramento do Leilão de Energia Nova A-5 de 2021. O procedimento da divulgação foi estabelecido pela Portaria MME nº 444, de 25 de agosto de 2016, em seu artigo 3º, §5º. Essa Nota Técnica também será disponibilizada nos sítios eletrônicos do ONS e da ANEEL.

A Nota Técnica pode ser acessada a partir da relação de arquivos disponíveis no fim do área do [Leilão de Energia Nova A-5 2021](#).

EPE em 10.08.2021.

■ ANEEL aprova consulta para aprimorar minuta de contrato de concessão de energia hidráulica

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) decidiu abrir a consulta pública CP048/2021 para aperfeiçoar minuta de contrato de concessão que irá regular a exploração dos potenciais de energia hidráulica. O objetivo é ajustar o documento a dispositivos da Lei 4.182/2021, que trata da desestatização da Eletrobras. Os interessados poderão enviar contribuições do dia 11 – nesta quarta-feira – ao dia 31 de agosto para o formulário eletrônico disponível em <https://www.aneel.gov.br/consultas-publicas>.

A área técnica da Agência listou 22 usinas hidrelétricas alcançadas pela nova legislação, administradas por subsidiárias da Eletrobras. Está prevista na lei a mudança do regime de cotas para o regime de Produção Independente de Energia (PIE), com liberdade para o gerador comercializar a garantia física das usinas como for mais conveniente, seja no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) ou no Ambiente de Contratação Livre (ACL).

O diretor-relator Sandoval Feitosa destacou, em seu voto na reunião pública de diretoria em 10.08.2021, “a mudança do regime de exploração para PIE agrega valor às concessões”. Segundo ele, a desestatização é precedida da aprovação pela assembleia geral de acionistas da Eletrobras de uma série de medidas, dentre elas, as condições trazidas pelos novos contratos de concessão, cuja redação é objeto da consulta pública.

A maioria das geradoras mantém, atualmente, regime de cotas em que a usina aloca toda a sua garantia física às distribuidoras, no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), e cabe à ANEEL regular a receita dos geradores, que passa pelos processos de reajuste e revisão tarifária. Nesse regime, o risco hidrológico é repassado ao consumidor. Pelo novo sistema, constante da lei, o gerador assumirá o risco hidrológico. A garantia física é a quantidade máxima de energia relativa à usina que poderá ser utilizada para comprovação de atendimento. O risco hidrológico é o déficit entre a garantia física das hidrelétricas e a energia efetivamente gerada por elas.

Aneel em 10.08.2021.

■ MME divulga diretrizes para o Leilão de Reserva de Capacidade, de 2021

O Ministério de Minas e Energia (MME) publicou no Diário Oficial da União (DOU), de 18.08.2021, a [Portaria 20/GM/MME/2021](#) com as Diretrizes do Leilão para Contratação de Potência Elétrica e de Energia Associada, denominado “Leilão de Reserva de Capacidade, de 2021”, que será promovido no dia 21 de dezembro.

O Leilão de Reserva de Capacidade, de 2021, tem como objetivo garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica, com vistas ao atendimento à necessidade de potência requerida pelo Sistema Interligado Nacional - SIN, por meio da contratação de potência elétrica e de energia associada, a partir de empreendimentos de geração termelétricos, novos e existentes, com início de suprimento de potência a partir de julho de 2026 e de energia a partir de janeiro de 2027.

A definição de diretrizes para o Leilão foi possível em virtude das alterações no marco legal promovidas pela Medida Provisória nº 998, de 1º de setembro de 2020, convertida na Lei nº 14.120, de 1º de março de 2021, do Decreto nº 10.707, de 28 de maio de 2021, que regulamentou a contratação de reserva de capacidade na forma de

potência, bem como das contribuições recebidas na Consulta Pública nº 108, de 2021. A consulta pública realizada entre os dias 28 de maio e 14 de junho de 2021 contou com a participação de cerca de 50 agentes do Setor Elétrico que resultaram em aproximadamente 388 propostas de aprimoramentos.

No Leilão de Reserva de Capacidade, de 2021, serão negociadas, em produtos distintos, a energia associada à geração inflexível, proveniente de novos empreendimentos termelétricos com inflexibilidade operativa de até 30%, bem como a disponibilidade de potência de empreendimentos termelétricos novos e existentes. O detalhamento da sistemática a ser adotada no Leilão de Reserva de Capacidade, de 2021, será objeto de consulta pública a ser publicada pelo MME.

Os empreendimentos contratados no Leilão de Reserva de Capacidade de 2021 deverão atender à totalidade dos despachos estabelecidos na programação diária estabelecida pelo ONS para o dia programado, sem prejuízo para o atendimento do dia seguinte. Adicionalmente, estarão sujeitos à abatimento da receita fixa por indisponibilidade e/ou restrição operativa, além de penalidades para o não atendimento aos referidos despachos e pela declaração de indisponibilidade acima dos índices de referência.

Para o certame, será permitida a participação de empreendimentos cujo Custo Variável Unitário (CVU) seja inferior a R\$ 600,00/MWh. A fixação de tal limite máximo em patamar mais elevado aos valores praticados nos leilões recentes de energia justifica-se, pois, para o atendimento a demandas de ponta, poderão se mostrar viáveis soluções de geração com custos variáveis elevados, mas custos fixos reduzidos, resultando em menor custo final para o consumidor. O maior teto para o CVU, dessa forma, permite maior oferta e competição no leilão, com disputa que resulte em redução dos custos fixos, beneficiando o custo final para os consumidores. Mais informações sobre a definição do CVU para esse leilão estão apresentadas pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE em nota publicada no seu site.

As diretrizes estabelecem, ainda, a adoção de margens remanescentes de escoamento como critério de classificação dos vendedores para definição dos vencedores do leilão, utilizando critérios distintos para cada produto a ser negociado. Outro ponto importante é que, para fins de participação no certame, todos os empreendimentos de geração deverão ter suas garantias físicas definidas ou revistas à luz da metodologia vigente.

O Leilão de Reserva de Capacidade, de 2021, objeto da Portaria publicada hoje, decorre da Lei nº 14.120, de 2021 e representa mais um passo da Modernização do Setor Elétrico Brasileiro, pois permitirá eficiente alocação de custos da expansão estrutural do sistema elétrico para que todos os consumidores sejam atendidos a qualquer momento, com confiabilidade e segurança, mesmo em períodos críticos. A contratação tem motivação baseada nos estudos de planejamento, em especial no conteúdo do Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE 2030 que aponta para a necessidade de potência adicional no sistema a partir de 2026, de forma a garantir a confiabilidade estrutural no suprimento de energia elétrica.

Com relação à possibilidade de contratação de reserva de capacidade a partir de deliberação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE e homologação pela Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética - CREG, conforme disposto na Medida Provisória nº 1.055, de 2021, informamos que essa é medida em avaliação pelo MME com participação das demais instituições que compõem a governança do setor elétrico (ONS, EPE, ANEEL e CCEE). Caso a medida seja adotada, em observância ao que estabelece a Medida Provisória, deverá ter caráter conjuntural e emergencial, com obje-

tivo de garantir a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético no país no contexto da atual situação de escassez hídrica.

Finalmente, ainda na matéria de contratação de reserva de capacidade, em respeito ao compromisso do MME em manter a transparência e o diálogo com as entidades do setor, informamos que foram iniciados e estão em andamento os trabalhos para atendimento à Lei nº 14.182, de 2021 que dispôs sobre a desestatização da Eletrobras e determinou contratação de geração termelétrica movida a gás natural pelo poder concedente, na modalidade de leilão de reserva de capacidade com condições específicas. O atendimento a esse comando legal será dado por meio de leilão com perspectiva de realização no primeiro trimestre de 2022.

[Portaria MME nº 20, de 18 de agosto de 2021](#)

MME em 18.08.2021.

■ **Aprovada consulta para aprimorar AIR sobre implantação e exploração de centrais geradoras eólicas, fotovoltaicas, termelétricas e outras fontes alternativas**

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) aprovou, em reunião pública realizada em 24.08.2021, a abertura de consulta pública para aprimoramento da Análise de Impacto Regulatório - AIR que visa embasar a revisão da Resolução Normativa nº 876, de 2020, que define os requisitos e procedimentos necessários à obtenção de outorga de autorização para exploração de centrais geradoras eólicas, fotovoltaicas, termelétricas e outras fontes alternativas.

O objetivo da consulta pública nº 056/2021 é assegurar que os compromissos assumidos na outorga sejam cumpridos pelos agentes e otimizar o processo de outorga de autorização dos empreendimentos contemplados pela REN 876, de 2020.

A AIR foi organizada em 3 objetivos principais: diminuir o custo administrativo do processo de outorga; otimizar e simplificar os requisitos e aumentar o compromisso do agente autorizado com a implantação do empreendimento.

A evolução do modelo do setor elétrico, em especial com a perspectiva de maior participação do mercado livre de energia e a previsão da separação de lastro de capacidade e de energia, ainda em discussão no âmbito legislativo, bem como o aumento da participação da fonte solar fotovoltaica na matriz elétrica do país reforçam a necessidade de se avaliar eventuais aprimoramentos dos procedimentos aplicados ao processo de outorga regidos pela Resolução Normativa 876, de 2020.

Os interessados em contribuir com a AIR devem enviar contribuições por formulário entre os dias 25 de agosto a 24 de setembro de 2021. A partir de 25.08.2021, poderão ser consultados todos os documentos da AIR no Espaço da Consulta Pública nº 056/2021 em www.aneel.gov.br/consultas-publicas.

Aneel em 24.08.2021.

5. Julgamentos Relevantes

Implantação de melhorias e reforços relacionados ao banco de autotransformadores - Parcela Variável por Restrição Operativa (PVRO)- Isenção

■ **A Diretoria da ANEEL no julgamento do recurso administrativo correspondente ao Processo nº 48500.006263/2020-70, interposto por Furnas Centrais Elétricas S.A. em face do Despacho nº 3.552/2020, emitido pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão – SRT, que indeferiu a solicitação da transmissora de não aplicação de Parcela Variável por Restrição Operativa – PVRO devido à implantação de melhorias e reforços relacionados ao banco de autotransformadores AT04 da Subestação Tijuco Preto, por unanimidade, decidiu:**

(i) Conhecer do Recurso Administrativo interposto por Furnas Centrais Elétricas S.A. em face do Despacho nº 3.552/2020, emitido pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão – SRT, que indeferiu o pleito de não aplicação de Parcela Variável por Restrição Operativa – PVRO devido à implantação de melhorias e reforços relacionados ao banco de autotransformadores AT04 765/345 kV da Subestação – SE Tijuco Preto, e, no mérito, dar-lhe provimento; e

(ii) Estabelecer que a implantação de reforços e melhorias, durante a substituição das fases A e B do plano acordado por Furnas e pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, relacionados ao AT04 765/345 kV da SE Tijuco Preto por meio da utilização da fase de autotransformador reserva TRR3 765/345 kV – 500 MVA autorizada pela Resolução Autorizativa nº 3.698/2012, seja isenta de aplicação de PVRO devido à indisponibilidade do terciário desse banco de autotransformadores, desde que realizada até 22 de janeiro de 2022.

Transmissão de Energia Prioritários - Antecipação de entrada em operação comercial de Reforços - Adicional de Receita Anual Permitida (RAP)

■A Diretoria da ANEEL no julgamento do Processo nº 48500.003635/2021-97, que dispõe sobre o Adicional de Receita Anual Permitida (RAP) para antecipação de entrada em operação comercial de Reforços de Transmissão de Energia Prioritários já autorizados e com entrada em operação comercial no biênio 2021-2022., por unanimidade, decidiu:

(i) Autorizar adicional de Receita Anual Permitida – RAP para os reforços prioritários já autorizados, listados no Anexo 1 da Nota Técnica nº 516/2021, que anteciparem a entrada em operação comercial em relação

ao prazo originário e cuja entrada em operação ocorra até 31 de dezembro de 2022;

(ii) Estabelecer que o adicional de RAP pela antecipação da operação comercial será igual ao valor do Pagamento Base – PB por mês de antecipação; e

(iii) Determinar que os valores apurados de antecipação sejam pagos às transmissoras no reajuste tarifário subsequente à entrada em operação comercial do empreendimento, obedecidos a forma e o prazo constantes do Submódulo 9.7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET.

Implementação dos Registradores Digitais de Perturbações (RDP) - Alteração de prazo

■A Diretoria da ANEEL no julgamento do recurso administrativo correspondente ao Processo nº 48500.002407/2021-08, interposto pelas Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. – Eletronorte em face do Despacho nº 1.422/2021, emitido pela Superintendência de Concessões, Permissões e Autorizações de Transmissão e Distribuição – SCT, que autorizou a Recorrente a realizar a implantação de reforços que constam no Plano de Outorga de Transmissão de Energia Elétrica – POTEE 2020 (1ª Emissão) – Reforços de Pequeno Porte das Instalações de

Transmissão Existentes, por unanimidade, decidiu:

Conhecer o recurso e, no mérito, dar provimento parcial ao Recurso Administrativo interposto pelas Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. – Eletronorte em face do Despacho nº 1.422/2021, emitido pela Superintendência de Concessões, Permissões e Autorizações de Transmissão e Distribuição – SCT, aceitando a alteração do prazo para os Registradores Digitais de Perturbações – RDP, de todas as Proteções e Controle Diferencial de Barras das Cadeias Principal e das Cadeias Alternadas e dos Transformadores de Potencial 69 kV na Subestação Presidente Dutra, além de cancelar as autorizações de obras já retiradas do Plano de Outorgas, conforme minuta anexa ao voto do Diretor-Relator, que substitui o Anexo do Despacho nº 1.422/2021.

Penalidade de multa associada à não conformidade - Conversão em advertência

■ **A Diretoria da ANEEL no julgamento do recurso administrativo correspondente ao Processo nº 48500.002339/2019-54, interposto pela Energisa Mato Grosso Distribuidora de Energia S.A. – EMT em face do Auto de infração nº 1/2018 lavrado pela Agência Estadual de Regulação dos Serviços Públicos Delegados – AGER, que aplicou a penalidade de multa e advertência em decorrência**

de não conformidades relacionadas a qualidade do teleatendimento no ano de 2017, por unanimidade, decidiu:

Conhecer o recurso e no mérito, dar parcial provimento para converter a penalidade associada à Não Conformidade NC.3 de multa pecuniária para advertência, alterando o valor total da multa pecuniária para R\$ 2.553.437,32 (dois milhões, quinhentos e cinquenta e três mil, quatrocentos e trinta e sete reais e trinta e dois centavos) e duas advertências, a serem recolhidos conforme a legislação.

6. Energia Disruptiva

■ **MME apresenta ao CNPE proposta de diretrizes para o Programa Nacional do Hidrogênio (PNH2)**

O Ministério de Minas e Energia (MME) apresentou em 04.08.2021, proposição de diretrizes para o Programa Nacional do Hidrogênio (PNH2) aos membros do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). O estudo foi realizado em cooperação com os Ministérios da Ciência, Tecnologia e Inovações (MCTI) e do Desenvolvimento Regional (MDR), com apoio técnico da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), em atendimento à Resolução nº 6/2021 do CNPE.

A proposta apresentada pela chefe da Assessoria Especial em Assuntos Regulatórios do MME, Agnes M. da Costa, foi concebida num prazo de 60 dias, com reuniões com diversos *stakeholders* e participações em eventos nacionais e internacionais. Isso possibilitou a incorporação de uma visão abrangente sobre desafios e oportunidades que deverão ser considerados no desenvolvimento da indústria e do mercado de hidrogênio no Brasil.

O PNH2 se propõe a definir um conjunto de ações que facilite o desenvolvimento conjunto de três pilares fundamentais para o sucesso do desenvolvimento de uma economia do hidrogênio: políticas públicas, tecnologia e mercado. Segundo Agnes Costa, esses são pilares interdependentes e que precisam evoluir de forma síncrona para que possam promover aceleração na obtenção dos resultados almejados.

As diretrizes do programa estão estruturadas em seis eixos, que englobam o fortalecimento das bases científico-tecnológicas, a capacitação de recursos humanos, o planejamento energético, o arcabouço legal e regulatório-normativo, a abertura e crescimento do mercado e competitividade e a cooperação internacional.

Os próximos passos incluem estabelecer a estrutura de governança do programa: instituir um comitê técnico representativo das partes interessadas para gerenciar o programa, que se reunirá periodicamente e preverá a forma de prestação de contas e de monitoramento dos resultados, alinhada com os compromissos assumidos no âmbito do Diálogo em Alto Nível das Nações Unidas sobre Energia. O Comitê Técnico PNH2 deverá aprovar periodicamente plano de trabalho, com ações, responsáveis e prazos, buscando harmonizar e criar sinergia com outros programas e políticas públicas.

[Acesse aqui o relatório com a Proposta de Diretrizes para o Programa Nacional do Hidrogênio.](#)

[Acesse aqui a apresentação realizada na reunião do CNPE.](#)

MME em 04.08.2021.

■ **Consulta pública para regulamentar usinas híbridas entra em segunda fase**

A Agência Nacional de Energia Elétrica abrirá em 18.08.2021, a segunda fase da Consulta Pública 061/2020, com duração de 30 dias, para debater com a sociedade a normatização para o estabelecimento de usinas híbridas e associadas. Esse novo momento de discussão apresenta a proposta de norma estruturada pela ANEEL após o recebimento de 141 contribuições de 28 participantes na primeira fase da consulta pública. Metade delas foi total ou parcialmente aceita pelas áreas técnicas da Agência.

A norma em análise visa preparar um ambiente regulatório adequado para novos modelos de negócio que permitam que empreendimentos híbridos ou associados agreguem energia nova ao sistema, utilizando a rede de forma otimizada. As usinas híbridas ou associadas podem trazer ganhos de eficiência para o sistema elétrico, relacionados principalmente à complementaridade de geração e ao uso otimizado da rede, reduzindo custos de operação e postergando a necessidade de investimentos em expansão. A regulamentação proposta pela ANEEL apresenta os parâmetros para a outorga de centrais geradoras híbridas e associadas e para a contratação do uso dos sistemas de

transmissão. Ela também define a forma de tarifação desses empreendimentos e da aplicação dos descontos nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição.

“O que se busca é uma norma simples e que garanta a liberdade dos investidores na escolha das melhores soluções tecnológicas, mas sempre tomando o cuidado de evitar a redistribuição de custos da rede e a criação de subsídios cruzados”, ressalta a diretora Elisa Bastos, relatora do tema, no texto de voto da segunda fase da consulta pública.

O Relatório de Análise de Impacto Regulatório (AIR) que subsidia a consulta pública seguiu um processo criativo baseado em Design Thinking, uma das principais técnicas de inovação disponíveis na atualidade. O estudo recebeu a orientação da Comissão de Apoio à Inovação da ANEEL (C-Inova), presidida por Elisa Bastos. A consulta pública estará disponível para contribuições entre 18/8 e 16/9/2021 pelo e-mail cp061_2020_fase2@aneel.gov.br. A minuta de norma e outros documentos relacionados poderão ser acessados na página da ANEEL na internet (www.aneel.gov.br/consultas-publicas), no espaço da Consulta Pública nº 061/2020.

Aneel em 17.08.2021.