



ACONTECEU

MME DÁ INÍCIO AO PROCESSO DE ABERTURA DO MERCADO

Publicada a Portaria MME n. 495/2018 que divulga, para Consulta Pública, minuta de Portaria que visa regulamentar o disposto no art. 15, § 3º, da Lei n. 9.074/1995, com o objetivo de diminuir os limites de carga para contratação de energia elétrica por parte dos consumidores, em duas etapas. O dispositivo da Lei acima estabelece que, após 8 anos da sua publicação, o poder concedente fica autorizado a diminuir os limites de carga e tensão para contratação de energia. Nos termos da minuta, a partir de 1º de julho de 2019, os consumidores com carga igual ou superior a 2.500 kW, atendidos em qualquer tensão, poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do mesmo Sistema Interligado. A partir de 1º de janeiro de 2020, os consumidores com carga igual ou superior a 2.000 kW, atendidos em qualquer tensão, poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do mesmo Sistema Interligado. O mercado afetado no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) foi estimado pela ANEEL em 1.197 unidades consumidoras, o que corresponde a um potencial de migração para o Ambiente de Contratação Livre (ACL) de 874 MW médios. Adicionalmente, em 2017 havia 706 consumidores especiais no ACL (683 MW médios), com carga entre 2 MW e 3 MW, que poderão ser beneficiados com a flexibilização, uma vez que passariam também a poder adquirir energia convencional. As contribuições dos interessados para a Consulta Pública n. 63/2018 serão recebidas pelo MME até o dia 17 de dezembro de 2018.

AMAZONAS DISTRIBUIDORA É FINALMENTE LICITADA

Em leilão realizado no dia 10 de dezembro, na B3, o consórcio formado pelas empresas Oliveira Energia e Atem arrematou, sem ágio, o controle da Amazonas Distribuidora de Energia (AmE), prestadora de serviço de distribuição que atende cerca de quatro milhões de habitantes do estado do Amazonas, operada em caráter temporário pela Eletrobras. O Grupo Oliveira Energia, detentor de 90% da geração de energia de Roraima, já havia arrematado a distribuidora Boa Vista Energia (RR) em leilão realizado no dia 30 de agosto. Antes da assinatura do contrato de concessão, o novo concessionário deverá realizar um aporte de capital de R\$ 491 milhões na empresa e, nos primeiros cinco anos, são estimados R\$ 2,8 bilhões em investimentos. Em razão da grave situação financeira e dada a rejeição do Projeto de Lei n. 77 no Senado, a venda da AmE representava o maior desafio dentre as distribuidoras controladas pela Eletrobras. De modo a criar um ambiente mais favorável para a alienação da Amazonas, foram publicados atos para facilitar a gestão da empresa pelo novo concessionário, como a Medida Provisória n. 855/2018, que garante o direito ao recebimento de recursos do Fundo da RGR no valor de até R\$ 3 bilhões, além de contratos de confissão de dívidas (CCD), instrumentos de assunção de dívidas (IAD), acordo entre a Amazonas e a Petrobras e sobre como a regularizar a cessão do fornecimento de gás para Amazonas Geração e Transmissão (GT). Realizados os leilões das distribuidoras CEPISA, CERON, Boa Vista, Eletroacre e Amazonas Energia, restou apenas a CEAL (AL), cujo leilão está agendado para o dia 19 de dezembro, às 10 horas, na B3.

Excelência Energética



LEILÕES A-1 E A-2 NEGOCIAM 363 MW MÉDIOS

Realizados na última sexta-feira, dia 07 de dezembro, os Leilões de Energia Existente A-1 e A-2 de 2018 negociaram 4 MW médios para fornecimento entre 1º de janeiro de 2019 e 31 de dezembro de 2020 e 359 MW médios de energia entre 1º de janeiro de 2020 e 31 de dezembro de 2021. O Leilão A-1 negociou energia ao preço médio de R\$ 142,99/MWh, o que corresponde a um deságio de 16% em relação preço-teto de R\$ 170,00/MWh. A empresa Desttra Energia foi a única vendedora e a Companhia Elétrica do Amapá (CEA) foi a única compradora do certame. No Leilão A-2, o preço médio ficou em R\$ 161,35/MWh, o que representa um deságio de 0,4% sobre o preço-teto de R\$ 162,00/MWh. Sete empresas comercializaram 169 MW médios no produto quantidade e duas usinas termelétricas a gás natural da Petrobras comercializaram 190 MW médios no produto disponibilidade. Entre os compradores, a CERON arrematou 32,05% do montante total. A distribuidora RGE foi a segunda maior compradora, arrematando 29,26% da energia, seguida da Elektro (14,36%) e da CEMAR (12,16%).

CMSE AFASTA RISCO DE DÉFICIT PARA 2019

Em sua última reunião de 2018, realizada no dia 06 de dezembro, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) destacou a entrada em operação comercial de 1.262,1 MW no mês de novembro, totalizando 6.123 MW de capacidade instalada de geração no ano, com ênfase para a UHE Belo Monte pela liberação da operação comercial das unidades geradoras UG11 e UG12. No segmento de transmissão, 100 MVA de transformação começaram a operar na Rede Básica em novembro, que totalizou expansão de 3.436 km de linhas e 12.505 MVA de transformação no ano. Na reunião, o ONS destacou que no mês de novembro de 2018, foram verificados os valores de Energia Natural Afluenta (ENA) bruta de 132% no Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), 113% no Sul, 66% no Nordeste e 82% no Norte, em relação às respectivas médias históricas. As afluências das bacias dos rios Grande, Paranaíba, São Francisco e Tocantins, que juntos concentram cerca de 80% da capacidade de armazenamento do SIN, se configuraram, no mês de novembro, respectivamente, como o 18º melhor, 5º melhor, 22º pior e 33º pior valor do histórico. Já a Energia Armazenada (EAR) verificada no final do mês de novembro foi de 24,3%, 69,6%, 30,0% e 22,4% nos reservatórios equivalentes dos subsistemas SE/CO, Sul, Nordeste e Norte, respectivamente, referenciados às EAR máximas. Os valores esperados ao final do mês de dezembro são de 33,5% no SE/CO, 66,6% no Sul, 42,9% no Nordeste e 19,5% no Norte. Por fim, o CMSE destacou que está garantido o suprimento eletroenergético do SIN, com o despacho do parque térmico conforme ordem de mérito de custo, e que o risco de qualquer déficit de energia em 2019 é igual a 0,1% para o subsistema SE/CO e 0,0% para o Nordeste, considerando a configuração do sistema do PMO de dezembro de 2018.

ALTERAÇÕES NOS PROCEDIMENTOS DE COMERCIALIZAÇÃO EM DISCUSSÃO

Aberta a Consulta Pública n. 020/2018, instaurada com vistas a: (i) obter subsídios para as alterações nos Procedimentos de Comercialização da CCEE (PdCs) que tratam da implantação da nova plataforma de cadastro de agentes, além de demais melhorias e simplificações no texto dos submódulos impactados, quais sejam: 1.1 – Adesão à CCEE, 1.2 – Cadastro de Agentes e 1.6 – Comercialização Varejista; e (ii) obter informações para motivar que a utilização de



notificação eletrônica no âmbito da CCEE seja decidida pela ANEEL, por meio da revisão da Resolução Normativa (REN) n. 545/2013 e não pelos próprios agentes da Câmara por meio da aprovação de alteração em seu Estatuto Social. O período de contribuições ficará aberto até o dia 23 de janeiro de 2019.

PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DE DIFERENÇAS (PLD)

Para a semana operativa de 08 a 14 de dezembro de 2018, o patamar de carga médio do PLD, em todos os submercados do Sistema Interligado Nacional (SIN), foi estabelecido em R\$ 66,41/MWh, o que corresponde a uma elevação de 11,7% em relação ao preço do período anterior (R\$ 59,43/MWh). A redução das aflúências previstas para as regiões Sudeste e Sul são o principal fator para o aumento do PLD.

PROGRAMA MENSAL DE OPERAÇÃO (PMO)

Para a programação da 2ª semana operativa de dezembro, as aflúências previstas para o SIN permaneceram em 110% da média histórica (MLT), apresentando redução nas regiões Sudeste (de 121% para 115% da MLT) e Sul (de 83% para 74% da MLT), principal fator para o aumento do PLD. A carga do Sistema esperada para a próxima semana deve ficar 85 MW médios mais baixa, com redução de 155 MW médios no Norte e elevação de 70 MW médios no Nordeste), permanecendo inalterada nos demais submercados. Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de 1.340 MW médios mais altos frente à previsão da semana passada, com elevações no Sul (260 MW médios), Nordeste (780 MW médios) e no Norte (300 MW médios). O fator de ajuste do MRE (GSF) para o mês foi revisto de 96,7% para 97,4%. A previsão de Encargos de Serviços do Sistema (ESS) para o período é de R\$ 325 milhões, sendo R\$ 122 milhões referentes à restrição operativa e R\$ 203 milhões por conta da reserva operativa de potência.

FIQUE ATENTO

10.12 - 49ª Sessão de Sorteio Público Ordinário da ANEEL de 2018, às 10 horas. Destaques:

- Revisão Tarifária Periódica da Companhia Energética do Ceará (Coelce).
- Reajuste Tarifário Anual de 2019 da Borborema Distribuidora de Energia S.A. (EBO).
- Homologação dos Custos Administrativos, Financeiros E Tributários (Cafts) a serem incorridos pela CCEE na gestão de Contas Setoriais em 2019.
- Verificação do cumprimento das cláusulas dos Contratos de Concessão de Distribuição prorrogados nos termos do Decreto n. 8.461/2015 e da Lei n. 12.783/2013, referente ao ano de 2017.

11.12 - 7ª Reunião Pública Extraordinária da Diretoria da ANEEL de 2018, às 9 horas. Pauta:

- Pedido de Medida Cautelar interposto pela CEPISA com vistas à suspensão de penalidades regulatórias decorrentes de inadimplência no âmbito da CCEE, no período de julho a agosto de 2018.

**11.12** - 46ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria da ANEEL de 2018, às 9 horas. Pauta:

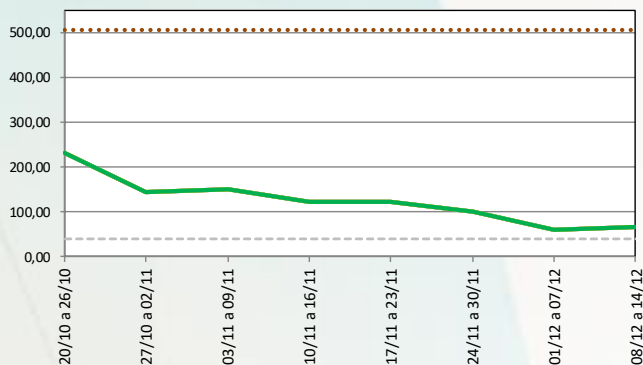
- Reajuste Tarifário Anual de 2018 das distribuidoras Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA) e Centrais Elétricas de Rondônia S.A. (Ceron).
- Pedido de Medida Cautelar interposto pelo Grupo Energisa S.A. com vistas ao reconhecimento da situação de adimplência da Companhia de Eletricidade do Acre (Eletroacre) e Reajuste Tarifário Anual de 2018 da distribuidora.
- Requerimento Administrativo interposto pela COELBA (BA) para a realização de chamada pública para contratação de energia na modalidade Geração Distribuída.
- Requerimento Administrativo interposto pela Amazonas GT com vistas à antecipação da obrigação da entrega de energia por usina termoeletrica que tenha sido contratada em leilão de energia nova e cujas despesas com o transporte dutoviário de gás natural sejam reembolsáveis pela Conta de Consumo de Combustíveis (CCC).
- Resultado da Audiência Pública n. 33/2018, instituída com vistas a colher subsídios para a elaboração de Procedimento de Regulação Tarifária (PRORET) que disciplina e consolida a metodologia de cálculo das cotas-partes das centrais Angra 1 e 2 e da UHE Itaipu.
- Proposta de abertura da Segunda Fase da Audiência Pública n. 28/2018 com vistas a aprimorar a proposta de revisão do Módulo 5 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) e do aprimoramento do processo de leitura constante na REN n. 414/2010.
- Proposta de abertura de Audiência Pública com vistas a colher subsídios e informações adicionais para aprimoramento da proposta de revisão do Plano de Universalização Rural das Centrais Elétricas do Pará (Celpa).
- Recursos Administrativos interpostos pelas empresas Eletrobras e Amazonas Distribuidora de Energia S.A. (AmE) em face do Despacho n. 2.504/2017, referente à fiscalização e reprocessamento mensal dos benefícios reembolsados pela CCC no período de 30 de julho de 2009 a 30 de junho de 2016.
- Pedidos de Reconsideração interpostos pela Chesf em face dos Despachos n. 4.279/2017, 4.280/2017, 4.281/2017 e 4.282/2017, que decidiram encaminhar ao MME proposta de declaração de caducidade dos Contratos de Concessão n. 5/2007, 15/2012, 18/2011 e 19/2011, nos termos do art. 38 da Lei n. 8.987/1995 e determinou a aplicação das sanções contratuais cabíveis.
- Homologação parcial do resultado e adjudicação do objeto do Leilão n. 3/2018-ANEEL (A-6/2018), destinado à compra de energia elétrica de novos empreendimentos de geração.
- Homologação do custo de sobrecontratação de energia da Amazonas Distribuidora para fins de reembolso da CCC.

13.12 – Prazo limite para envio de contribuições no âmbito da Audiência Pública n. 054/2018, instaurada para obter subsídios com vistas à aprovação da revisão dos Submódulos 5.5 e 5.6 dos Procedimentos de Rede para incorporação da nova representação dos patamares de carga para fins de planejamento e programação da operação eletroenergética do SIN.

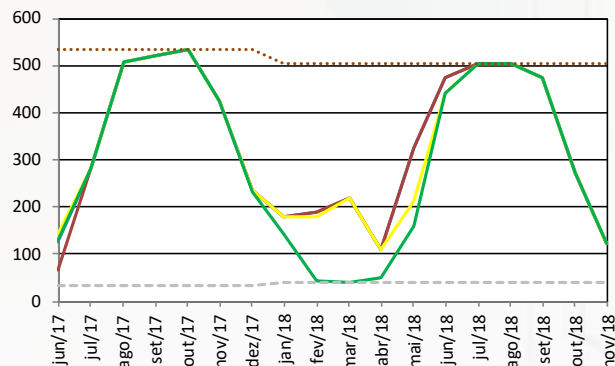


DADOS SETORIAIS

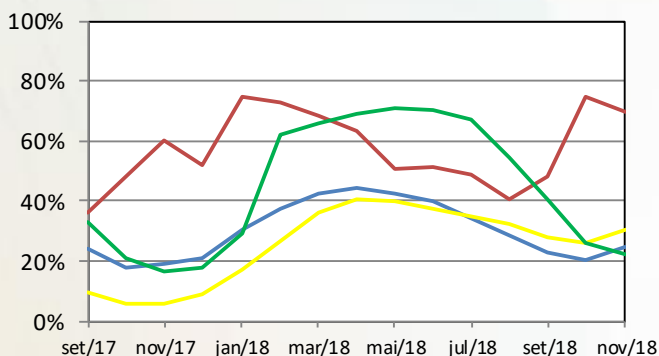
PLD – OITO SEMANAS (CARGA MÉDIA)



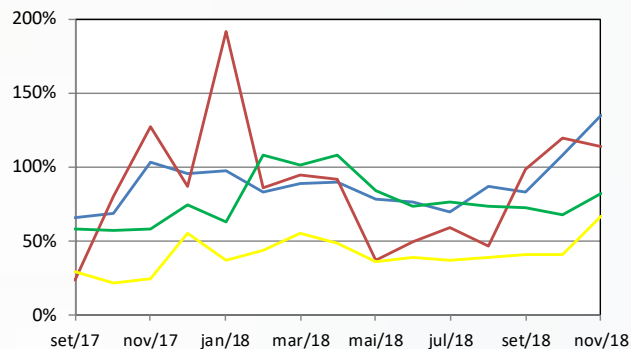
PLD – DEZOITO MESES (MÉDIA POR PATAMAR)




ENERGIA ARMAZENADA (% VALOR MÁXIMO)



ENERGIA NATURAL AFLUENTE (% MLT)



— SE/CO — S — NE — N — PLD mínimo — PLD máximo

PLD_{MIN} 2018	R\$ 40,16/MWH REH 2.364/2017	PLD_{MAX} 2018	R\$ 505,18/MWH REH 2.364/2017	TAR 2019	R\$ 77,38/MWH REH 2.491/2018	ITAIPU 2018	U\$ 27,87/kW.mês REH 2.363/2017
TEO 2018	R\$ 11,88/MWH REH 2.364/2017	TFSEE 2018	R\$ 640,42/kW DSP SGT 4.402/2017	TSA 2018	R\$ 6,88/MVAR-H REH 2.364/2017	BANDEIRA TARIFÁRIA DEZ/2018 	
ACR_{MÉD} 2018	R\$ 213,00/MWH DSP 3.440/2017	PMEH 2019	R\$ 142,58/MWH REH 2.491/2018	VR 2018	R\$ 143,90/MWH DSP 3.522/2017 data base ago/15		

TODOS OS DIREITOS RESERVADOS. REPRODUÇÃO PARCIAL PERMITIDA DESDE QUE CITADA A FONTE. PROIBIDA CÓPIA 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