

O InfoPLD é uma publicação semanal que traz uma análise dos fatores que influenciam na formação do Preço de Liquidação das Diferenças - PLD, calculado semanalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

O boletim também apresenta a estimativa dos Encargos de Serviços do Sistema - ESS, originados por razão de segurança energética e por restrições elétricas no sistema; a estimativa dos custos devido ao descolamento entre o Custo Marginal de Operação - CMO¹ e o PLD; e a estimativa do fator de Ajuste do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE. Com o objetivo de fornecer uma visão de futuro do comportamento do preço, o informativo disponibiliza ainda a projeção do PLD para os próximos 14 meses.

Análise PLD – 1ª semana operativa de outubro

A Tabela 1 apresenta o PLD válido para o período de 29 de setembro a 05 de outubro de 2018.

Tabela 1 – PLD (em R\$/MWh)

Patamar de carga	SE/CO	S	NE	N
Pesada	389,68	389,68	389,68	389,68
Média	389,68	389,68	389,68	389,68
Leve	380,85	380,85	380,85	380,85
Média semanal	386,47	386,47	386,47	386,47

A Tabela 2 traz a comparação entre o PLD médio da quarta semana de setembro e da primeira de outubro:

Tabela 2 – Comparação entre o PLD médio da quarta semana de set e da primeira semana de out (em R\$/MWh)

Submercado	PLD		
	4ª sem - set	1ª sem - out	Varição %
SE/CO	441,87	386,47	- 13 %
S	441,87	386,47	- 13 %
NE	441,87	386,47	- 13 %
N	441,87	386,47	- 13 %

As variações do PLD estão atreladas, entre outros fatores, à previsão de aflúências no Sistema Interligado Nacional - SIN, que corresponde à estimativa do volume de água que deverá chegar aos reservatórios.

O Gráfico 1 ilustra a evolução do PLD no Sudeste:

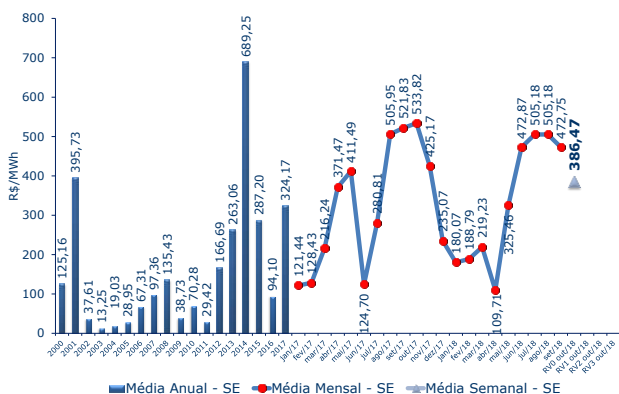


Gráfico 1 – Evolução do PLD no Sudeste/C. Oeste (em R\$/MWh)

¹Custo Marginal de Operação - custo do recurso para atendimento a um acréscimo marginal de demanda.

O PLD para o período entre 29 de setembro e 5 de outubro caiu 13% ao passar de R\$ 441,87/MWh para R\$ 386,47/MWh nos submercados Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte.

O principal fator para a queda do preço é a antecipação da implantação do eletrodo de terra do 2º bipolo do Madeira, de novembro para fevereiro de 2019, permitindo maior escoamento da geração das usinas hidráulicas Santo Antônio e Jirau, bem como maior envio de energia do Norte para o Sudeste.

As aflúências esperadas para setembro devem fechar em torno de 84% da Média de Longo Termo - MLT com ENAs em 83% da média no Sudeste, 98% no Sul, 40% da MLT no Nordeste e em 73% da média histórica no Norte. Para outubro, a expectativa é de aflúências em 70% da MLT para o Sistema.

Para a próxima semana, a expectativa é que a previsão de carga fique em torno de 695 MWmédios mais alta, com redução esperada apenas no Norte (-30 MWmédios). A previsão é de elevações no Sudeste (+675 MWmédios), Sul (+15 MWmédios) e Nordeste (+35 MWmédios).

Já os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de 675 MWmédios mais baixos em relação ao esperado, com elevação apenas no Nordeste (+155 MWmédios). No Sudeste os níveis não se alteraram, enquanto registraram quedas no Sul (-665 MWmédios) e Norte (-165 MWmédios).

O fator de ajuste do MRE esperado para setembro é de 56,7% e de 64% para outubro. A previsão de Encargos de Serviços do Sistema - ESS para setembro é de R\$ 275 milhões, sendo R\$ 30 milhões referentes à restrição operativa e os demais R\$ 245 milhões à segurança energética.

Para outubro, o ESS esperado por restrição operativa é de R\$ 38 milhões. Já os encargos por segurança energética estão previstos em R\$ 15 milhões. A previsão para outubro segue o definido pelo CMSE, cuja geração fora da ordem de mérito foi autorizada apenas para a próxima semana, uma vez que este comando vem sendo revisto semanalmente.

Decomposição do PLD

Com o objetivo de demonstrar o impacto da atualização de todas as variáveis na formação do PLD no Newave, o gráfico a seguir ilustra a evolução do preço quando realizadas as atualizações das variáveis referentes à Função de Custo Futuro - FCF da primeira semana de outubro de 2018.

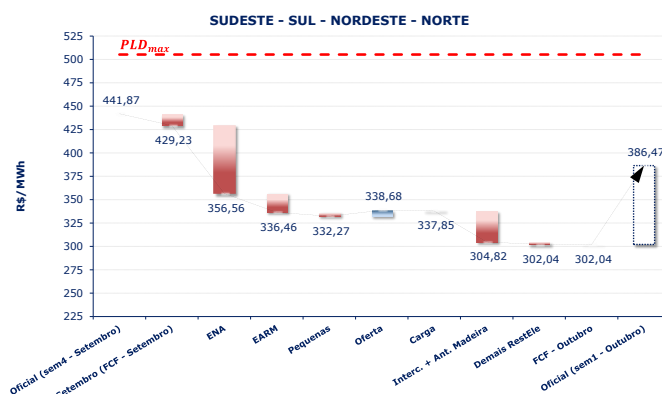


Gráfico 2 – Decomposição da variação do PLD para todos os submercados

O horizonte de estudo do modelo Decomp compreende dois meses. A partir do segundo mês, as informações associadas ao valor da água são obtidas por meio de uma consulta ao modelo Newave - conhecida como acoplamento entre os modelos Newave e Decomp. A troca do ponto de acoplamento, ilustrada no passo "Prel. Setembro (FCF - Setembro)", mostra a redução em torno de R\$ 13/MWh para os submercados.

A estimativa de aflúências em torno de 70% da média para o sistema reduziu o PLD em aproximadamente R\$ 70/MWh.

A antecipação da instalação do eletrodo de terra do Madeira, de dezembro para janeiro de 2019, que elimina as restrições impostas à geração das usinas Santo Antônio e Jirau em função de problemas na transmissão a partir de fevereiro de próximo ano, reduziu o PLD em torno de R\$ 35/MWh.

As demais alterações no preço, ilustradas no passo "Oficial (sem1 - Outubro)" se referem às alterações do Decomp, e com o objetivo de demonstrar o impacto da atualização de todas as variáveis na formação do PLD, referentes ao Decomp, o gráfico a seguir ilustra as mudanças no preço de todos os submercados.

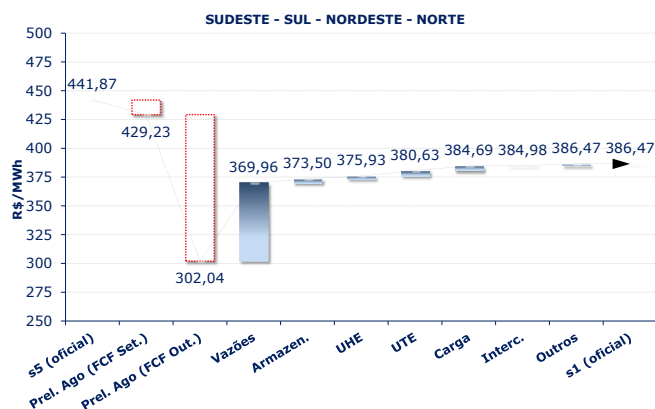


Gráfico 3 - Decomposição da variação do PLD para todos os submercados

De acordo com o ilustrado, se observa que a estimativa de aflúências mais baixas elevou o PLD em torno R\$ 68/MWh.

As demais variáveis praticamente não causaram impacto nos preços.

O Gráfico 4, Gráfico 5 e Gráfico 6 ilustram os fluxos de intercâmbio entre os submercados para os patamares de carga pesada, média e leve. Ressaltamos que nos quadrados verdes, é ilustrado o valor do custo resultante do processamento do cálculo do PLD.

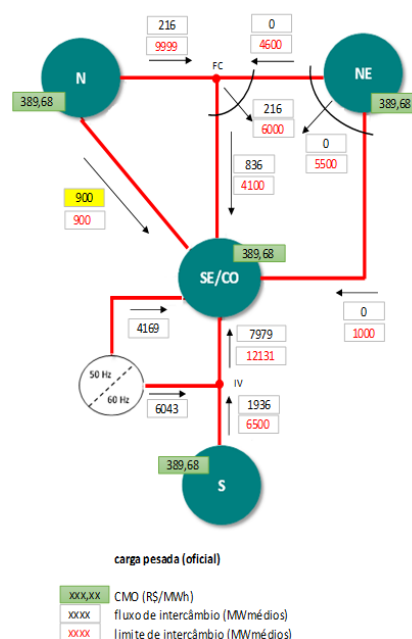


Gráfico 4 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Pesado

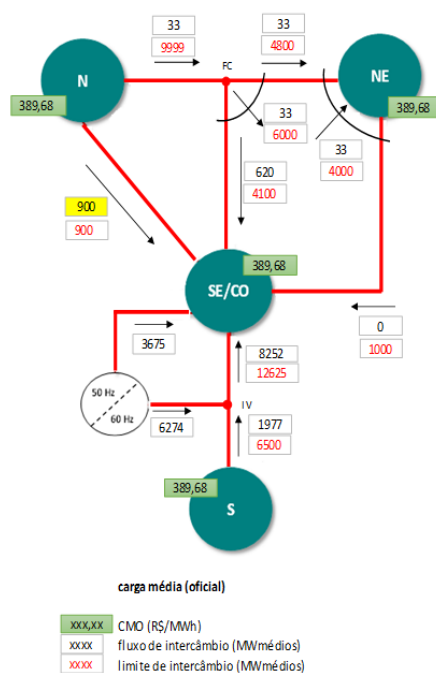


Gráfico 5 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Médio

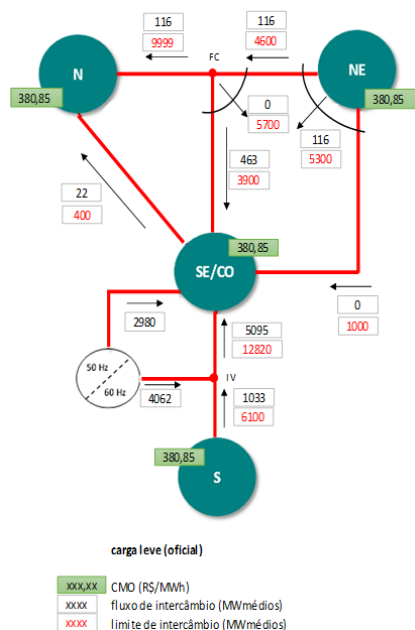


Gráfico 6 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Leve

Ressaltamos que os fluxos de energia ilustrados na interligação entre a usina de Itaipu e o Subsistema Sudeste levam em consideração a simplificação de modelagem adotada no modelo DECOMP.

Esta simplificação de modelagem consiste na alocação de toda a parte de geração flexível de Itaipu no setor de 60Hz. Deste modo, o valor de fluxos e limites apresentados nas linhas de Itaipu 50Hz para Sudeste/Centro-Oeste e Itaipu 60Hz para Ivaiporã e depois para o Sudeste/Centro-Oeste são fictícios, com o objetivo de possibilitar a correta otimização do modelo DECOMP.

Cabe destacar ainda, que a potência nominal da UHE Itaipu é de 14.000MW, divididos em 7.000 MW para cada setor da usina (50Hz e 60Hz) e parte da geração do setor de 50Hz é alocada ao atendimento do Paraguai.

Decomposição do CMO x PLD

Os gráficos a seguir ilustram a decomposição entre o Custo Marginal da Operação - CMO e o PLD para todos os submercados:

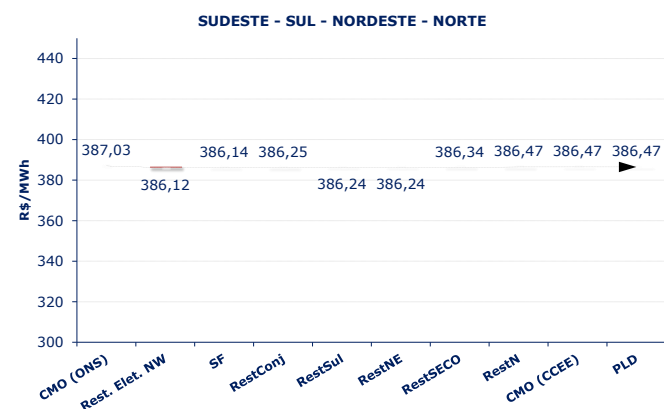


Gráfico 7 - Decomposição da variação do CMO x PLD para todos os submercados

Levando em conta que o cálculo do PLD desconsidera as restrições elétricas internas aos submercados, desde que estas não afetem os limites de intercâmbio de energia entre eles, o custo total de operação resultante do cálculo do PLD tende a ser inferior ao custo total de operação do cálculo do CMO, uma vez que este é menos restritivo.

Porém, em decorrência da redução da carga, devido à geração proveniente da restrição elétrica, o CMO resultante do cálculo do PLD tende a ser superior ao CMO resultante do cálculo que considera as restrições elétricas.

Ao analisar o Gráfico 7, nota-se que o PLD de todos os submercados foi praticamente o mesmo que o CMO. Os passos destes gráficos ilustram as seguintes alterações:

- Rest. Elet. NW - No cálculo do CMO, as restrições elétricas são descontadas da carga, resultando em uma carga menor a ser atendida, e consequente custo mais barato;
- SF (Geração mínima das UHEs Xingó, Paulo Afonso IV, Sobradinho e Itaparica necessária para segurança do sistema);
- RestConj (Restrições conjunturais consideradas no cálculo do CMO, enquanto no cálculo do PLD são consideradas as restrições estruturais);
- RestSul (Despacho por razões elétricas do Sul);
- RestNE (Despacho por razões elétricas do Nordeste);
- RestSECO (Despacho por razões elétricas do Sudeste);
- RestN (Restrição operativa da região Manaus).

Newave

O modelo Newave estima o custo futuro da energia e reflete para o Decomp o impacto da utilização da água armazenada nos reservatórios.

Nas variáveis que influenciam a obtenção da FCF incluem-se o armazenamento inicial, a tendência hidrológica, o cronograma de expansão das usinas, entre outras.

Armazenamento inicial

O Gráfico 8 apresenta a evolução do armazenamento dos últimos dois anos para o SIN e os valores dos armazenamentos mínimo e máximo atingidos nesta região desde o ano 1996, considerando o nível de armazenamento em novembro de cada ano (final do período seco). Tal gráfico foi construído com base nos dados do Informativo Preliminar Diário da Operação - IPDO e no Relatório Diário da Situação Hidráulico-Hidrológica das Usinas Hidrelétricas do SIN - RDH, disponibilizados diariamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS.

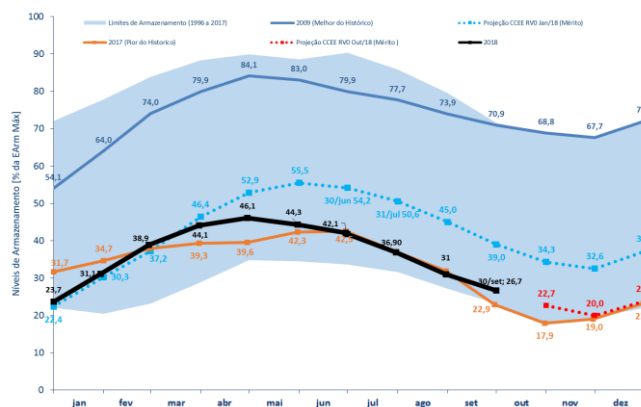


Gráfico 8 - Energia armazenada do SIN

No Gráfico 8, é possível observar que a partir de julho de 2017 (linha laranja), o sistema de alta pressão - que se instalou e impediu a entrada de frentes frias e consequente precipitação - resultou em diminuição significativa dos níveis de armazenamento, a mesma redução se verifica ao longo de agosto e nos meses seguintes.

Em novembro, os reservatórios começaram a se recuperar em função do início do período úmido. A consolidação do período úmido permitiu que os níveis dos reservatórios se recuperassem ao longo dos meses de dezembro de 2017, janeiro, fevereiro e março de 2018. Durante o mês de abril, destacasse principalmente a recuperação dos reservatórios do Nordeste.

Em maio, em função do término do período úmido, é possível observar o início do deplecionamento dos reservatórios do sistema. Durante junho, em função da redução da carga (baixas temperaturas e efeito da greve dos caminhoneiros), se observa a manutenção dos níveis de armazenamento (comportamento não esperado para essa época do ano). Já em julho, agosto e setembro, o comportamento segue o esperado, redução nos níveis dos reservatórios.

Quando comparamos os níveis de armazenamento, no final de setembro, com os verificados no final de agosto, observamos redução em todos eles, com exceção do Sul, cujos níveis estão 6,5% mais altos. As reduções nos níveis do Sudeste, Nordeste e Norte foram de aproximadamente 5%, 3% e 13% respectivamente. Realizando a comparação entre o final de setembro de 2018 com o mesmo período do ano anterior, observa-se variações positivas no Norte (+8%), no Sul (+12) e principalmente no Nordeste, cujos níveis se recuperaram cerca de 20%. Já no Sudeste os níveis estão cerca de 1% mais baixos.

A Tabela 3 mostra, em percentual do volume máximo, os armazenamentos iniciais utilizados por submercado para o processamento do modelo Newave nos meses de setembro e outubro de 2018, e suas respectivas diferenças. Os valores referentes à cada submercado são a somatória dos níveis dos Reservatórios Equivalentes de Energia - REEs que compõem os submercados.

Tabela 3 – Comparação dos armazenamentos iniciais do Newave em set e out/18 (em %) – por submercado

Mês	SE/CO	S	NE	N
Set/18	28,1%	40,6%	32,0%	54,0%
Out/18	23,4%	48,0%	28,9%	42,1%
Diferença	-4,6%	+7,5%	-3,2%	-11,8%

Tendência hidrológica

As ENAs passadas são utilizadas pelo modelo Newave como tendência hidrológica e influenciam na construção da FCF. A partir de janeiro de 2018, o preço passou a ser calculado considerando 12 REEs e a tendência hidrológica para cada um deles.

A Tabela 4 mostra o comportamento das ENAs dos meses anteriores a outubro, bem como o valor médio dos cenários gerados para este mês. A tendência hidrológica, considerada para a construção dos cenários de afluência para outubro, está acima da MLT para os REEs Itaipu, Paranapanema, Sul e Manaus, gerando cenários também acima da média. Já os demais REEs, que apresentaram afluências passadas abaixo da média, também tiveram cenários futuros gerados inferiores à média para setembro.

Tabela 4 – ENAs passadas (em % da MLT)

REE	Ordem do PAR	OUT	SET	AGO	JUL	JUN	MAI	ABR
Sudeste	6	72	64	72	61	64	62	77
Madeira	3	90	89	90	85			
Teles Pires	3	86	78	85	85			
Itaipu	6	148	140	127	105	112	125	197
Paraná	3	64	71	71	59			
Paranapanema	6	100	83	94	58	68	79	128
Sul	1	107	119					
Iguaçu	1	85	68					
Nordeste	3	42	40	39	36			
Norte	6	50	60	61	59	61	70	109
Belo Monte	4	86	78	65	71	73		
Manaus	1	122	119					

*A ordem do PAR (p)² indica o número de meses passados que influenciam na obtenção dos cenários de ENAs.

Cronograma da expansão

Com base no cronograma dos empreendimentos, licenciamentos, obras e financiamentos, o Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico - DMSE³ revisa mensalmente os cronogramas de entrada em operação comercial das usinas hidrelétricas - UHE; termelétricas - UTE; fotovoltaicas - UFV; eólicas - UEE; Centrais Geradoras Hidrelétricas - CGH e Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCHs.

A oferta referente à fonte térmica foi a que sofreu alterações mais impactantes no PLD. O gráfico abaixo mostra a evolução da oferta térmica, onde se observa no início do horizonte, a antecipação das unidades 2 e 3 da UTE Mauá 3.

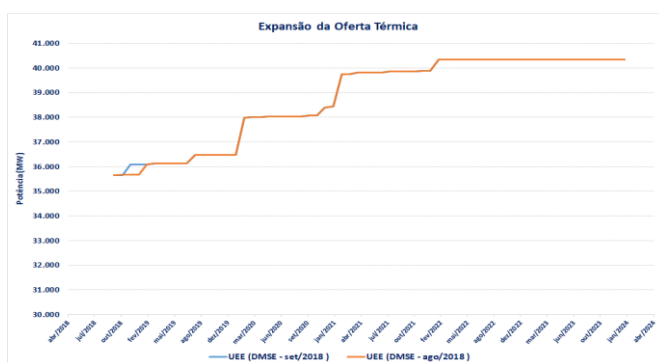


Gráfico 9 – Oferta de Usinas Térmicas

Em relação à oferta hidráulica, ocorreu uma antecipação, de dezembro para novembro de 2018, referente à UG 10 da UHE Belo Monte. Porém, a alteração mais relevante, e ilustrada por meio das linhas tracejadas, corresponde à antecipação da instalação do eletrodo de terra do Madeira, de dezembro para janeiro de 2019. Esta antecipação elimina as restrições impostas à geração das usinas Santo Antônio e Jirau em função de problemas na transmissão a partir de fevereiro de próximo ano.

²PAR(p) - modelo autorregressivo periódico de ordem p.

³ Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico - órgão que coordena reunião mensal para revisão do cronograma de entrada em operação comercial das usinas.

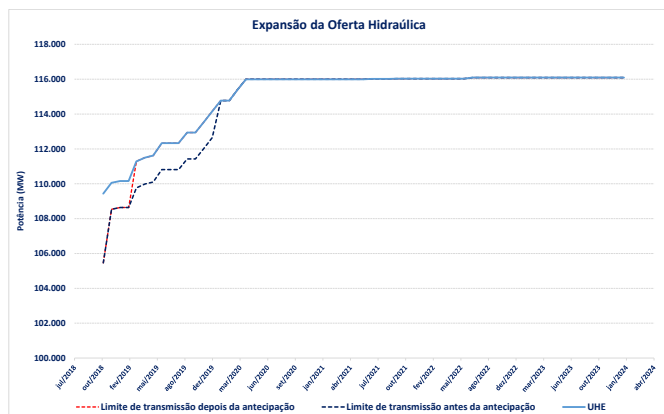


Gráfico 10 – Oferta de Usinas Hidroelétricas

Carga - Newave

A comparação entre a carga considerada para o Programa Mensal da Operação – PMO, de setembro e outubro de 2018, é ilustrada no Gráfico 11, mostrando a compatibilização entre os dados do Newave e Decomp para os dois primeiros meses do horizonte de estudo. Esta compatibilização dos dados resultou em redução de apenas 123 MWmédios para o mês de outubro de 2018 no Norte.

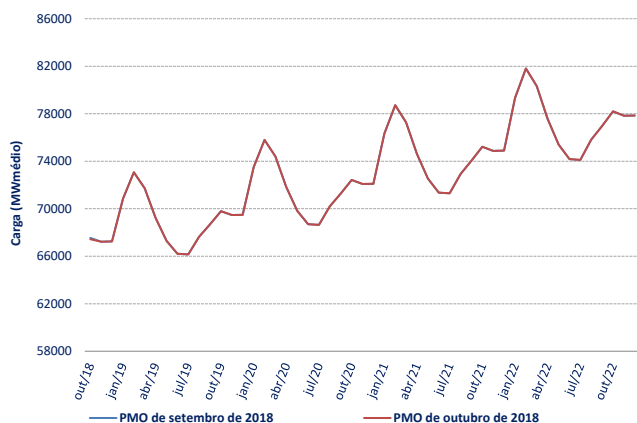


Gráfico 11 – Carga no NEWAVE – SIN

Decomp

O modelo Decomp é utilizado para determinar o despacho de geração das usinas individualizadas, que minimiza o custo total de operação ao longo do período de planejamento. Um de seus resultados é o Custo Marginal de Operação – CMO que, limitado por um preço mínimo e máximo e levando em consideração apenas as restrições elétricas estruturais que impõem limites de intercâmbio entre os submercados, resulta no PLD.

Entre as variáveis que influenciam o modelo Decomp destacam-se a ENA média para acoplamento com o Newave, o armazenamento inicial e a carga.

Armazenamento inicial

O Gráfico 12 ilustra o armazenamento inicial no SIN considerado pelo modelo Decomp:

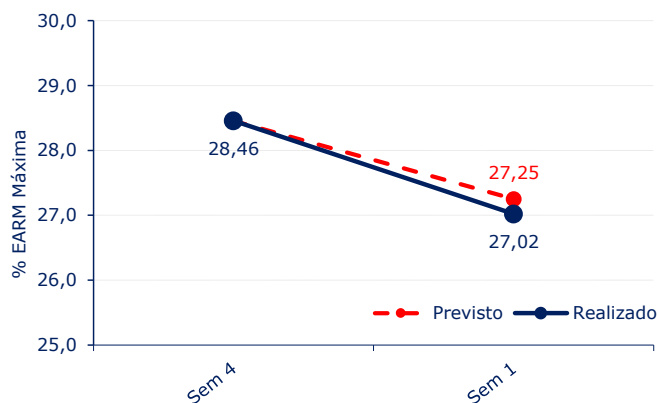


Gráfico 12 – Energia armazenada no SIN

O processamento do Decomp na semana anterior indicava armazenamento de 27,25% (Energia Armazenada de 79.425 MWmês) no SIN para o início desta semana. O nível realizado foi 27,02% (Energia Armazenada de 78.751 MWmês), verificando-se uma diferença negativa de 674 MW/mês. A Tabela 5 ilustra o nível de armazenamento por submercado:

Tabela 5 – EARM (MWmês) prevista e realizada para a primeira semana operativa de outubro

Submercado	RV0 out - previsto (MWmês)	RV0 out - realizado (MWmês)	Diferença (MWmês)
SE/CO	47.465	47.465	0
S	10.311	9.648	-663
NE	14.824	14.979	155
N	6.825	6.659	-166

Carga - Decomp

O Gráfico 13 apresenta a variação da carga prevista para a primeira semana de outubro:

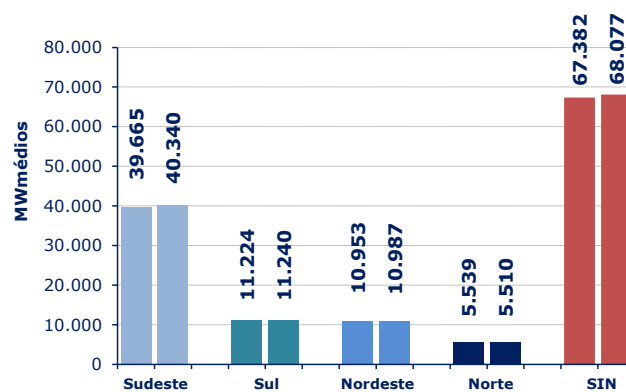


Gráfico 13 – Carga no SIN

Ressaltamos que os dados do Gráfico 13 consideram apenas a carga prevista para a semana em análise. Neste caso, comparamos o que estava previsto para a primeira semana de outubro na RV3 de setembro (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RV0 de outubro de 2018 (2ª coluna). A Tabela 6 apresenta a contribuição de cada um dos submercados para a variação da carga do sistema na primeira semana de outubro.

Tabela 6 – Carga (MW médios)

SE/CO	S	NE	N
+ 675	+ 16	+ 33	- 29

Oferta e demanda

A curva de oferta e demanda é apresentada nos gráficos a seguir. Observa-se que, até o valor da demanda, a curva de oferta é formada nesta ordem: usinas não-despachadas individualmente; geração inflexível; e geração por ordem de mérito.

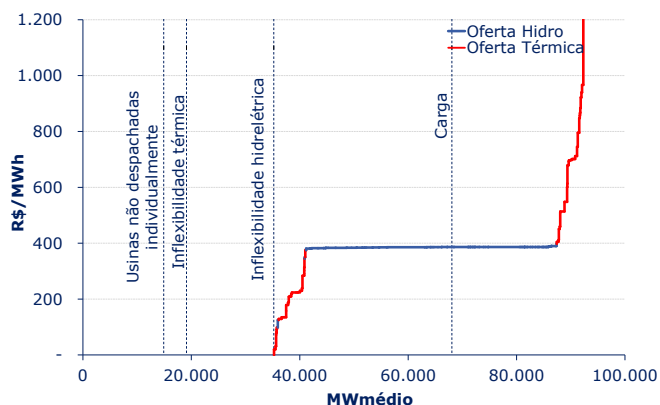


Gráfico 14 - Oferta e demanda de energia para todos os submercados

Estimativa de ESS – set e out/2018

O Gráfico 15 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de setembro:

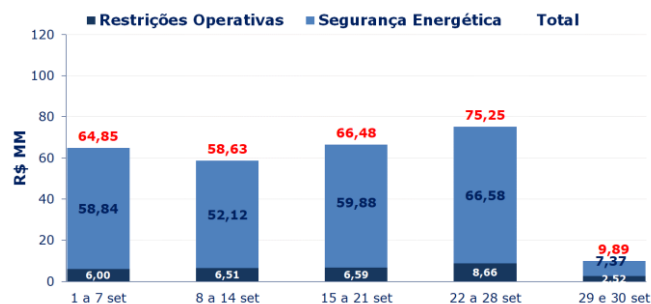


Gráfico 15 – Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de setembro

A Tabela 7 apresenta a expectativa de ESS por submercado para o mês de setembro:

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Total
Restrição operativa (R\$ MM)						
Sudeste	-	-	-	-	-	-
Sul	-	-	-	-	-	-
Nordeste	-	-	-	1,35	-	1,35
Norte	6,00	6,51	6,59	7,31	2,52	28,95
Total	6,00	6,51	6,59	8,66	2,52	30,30
Segurança Energética (R\$ MM)						
Sudeste	12,33	10,25	11,87	15,68	0,70	50,84
Sul	5,97	5,86	8,76	16,86	6,18	43,63
Nordeste	31,15	27,03	29,39	20,55	0,49	108,60
Norte	9,39	8,98	9,86	13,50	-	41,72
Total	58,84	52,12	59,88	66,58	7,37	244,79

Tabela 7 – Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho e por submercado para o mês de setembro

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 15 e na Tabela 7 resultam na expectativa de R\$ 275 milhões em encargos para o mês de setembro de 2018, sendo R\$ 30 milhões referentes às restrições operativas e R\$ 245 milhões referentes à segurança energética.

Para outubro, a estimativa de encargos é de R\$ 54 milhões, sendo R\$ 38 milhões referentes à restrição operativa e R\$ 15 milhões referentes à segurança energética.

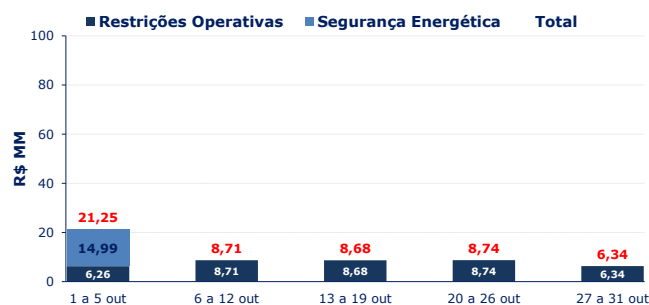


Gráfico 16 – Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de outubro de 2018

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Total
Restrição operativa (R\$ MM)						
Sudeste	-	-	-	-	-	-
Sul	-	-	-	-	-	-
Nordeste	-	-	-	-	-	-
Norte	6,26	8,71	8,68	8,74	6,34	38,73
Total	6,26	8,71	8,68	8,74	6,34	38,73
Segurança Energética (R\$ MM)						
Sudeste	1,64	-	-	-	-	1,64
Sul	12,17	-	-	-	-	12,17
Nordeste	1,19	-	-	-	-	1,19
Norte	-	-	-	-	-	-
Total	14,99	0,00	0,00	0,00	0,00	14,99

Tabela 8 – Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho e por submercado para o mês de outubro

O valor estimado de geração para o período de 1º a 28 de setembro de 2018 pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS.

A expectativa para o período de 29 de setembro a 31 de outubro de 2018 foi calculada a partir da programação de despacho termelétrico por razões elétricas e da geração termelétrica indicada pelo modelo Decom, relativa à revisão 0 de outubro.

Ressaltamos que os valores previstos neste boletim consideram os encargos por restrição de operação por *Constrained-On*, ou seja, aqueles pagos pela geração despachada acima da ordem de mérito de custo.

Os encargos por segurança energética foram estimados com base na decisão da reunião extraordinária do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), realizada em 26 de setembro, quando foi decidido que o despacho de usinas termelétricas deverá ocorrer até o limite de Custo Variável Unitário – CVU de R\$ 548,04/MWh, associado ao CVU da usina termelétrica – UTE Fernando Gasparian, cujo combustível é o gás natural.

Ressaltasse que o despacho das térmicas a gás com CVU até R\$ 548,04/MWh será reduzido caso o custo ofertado de importação (Uruguai e Argentina) seja superior ao CMO (fora da ordem de mérito) mas inferior aos R\$ 548,04/MWh, no mesmo montante da importação.

Considerando que o comando considera apenas a semana de 29 de setembro a 5 de outubro, os encargos futuros por segurança energética foram estimados apenas para este período. Ressaltamos que para as semanas anteriores, o despacho por segurança energética também foi autorizado pelo CMSE em reuniões anteriores.

Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD

Considerando o Despacho ANEEL nº 183/2015; o descrito na Nota Técnica nº 52/2015 – SRM/SRG/ANEEL, aprovada na 12ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria da Aneel, realizada em 14/04/15; e o disposto na Resolução Normativa ANEEL nº 658/2015, as usinas enquadradas na condição CMO>CVU>PLD, ou seja, despachadas por ordem de mérito no Deck do ONS e não despachadas em comparativo ao PLD, têm seus custos caracterizados como “custos devido ao descolamento entre CMO e PLD”.

A mesma nota técnica esclarece que as usinas termelétricas que possuem Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR, na modalidade por disponibilidade, na situação CMO>CVU>PLD, devem ter seu custo adicional coberto por meio da receita de venda advinda desses contratos. Desta forma, nos custos previstos neste boletim, a parcela da geração comprometida com o CCEAR não é considerada na previsão dos custos devido ao descolamento entre CMO e PLD.

Confira, no item anterior, o detalhamento de como foram obtidos os valores previstos para o período.

A estimativa de custos decorrentes do descolamento entre CMO e PLD para setembro e outubro é nula.

Fator de Ajuste do MRE

O MRE é um mecanismo de compartilhamento e mitigação de risco hidrológico, o que possibilita o despacho centralizado das usinas hidrelétricas. O fator de ajuste do MRE representa a razão entre a geração hidráulica no centro de gravidade das usinas participantes desse mecanismo pelo montante total de suas garantias físicas sazonalizadas.

O Gráfico 17 apresenta a previsão da geração hidráulica das usinas participantes do MRE, comparada com a garantia física sazonalizada para setembro e outubro de 2018. Em outubro, essa estimativa é exibida em base semanal.

O valor previsto de geração para o período de 1º a 28 de setembro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS.

O valor estimado de geração para o período de 29 de setembro a 31 de outubro foi calculado a partir da programação de despacho termelétrico por razões elétricas e da geração termelétrica indicada pelo modelo Decomp, relativa à revisão 0 de outubro de 2018.

Adicionalmente, sobre a geração hidráulica aplicou-se um fator de perdas totais (rede básica e internas), obtido a partir da análise do histórico e um fator de modulação semanal, com o objetivo de emular o comportamento operativo do SIN aos finais de semana.

As garantias físicas sazonalizadas de setembro e outubro de 2018 foram estimadas a partir da planilha com dados mensais consolidados do InfoMercado (“InfoMercado Dados Gerais 2018”), publicada no dia 10 de setembro de 2018. Os valores consideram o fator de operação comercial da última hora e mês contabilizado. Esses montantes de garantias físicas sazonalizadas foram reduzidos em aproximadamente 5%, o que representa uma expectativa global dos fatores de disponibilidade, perdas internas e de rede básica, calculadas com base nos dados contabilizados dos últimos 12 meses.

Além disso, foram adicionadas as parcelas de garantia física das unidades geradoras com entrada em operação prevista para 2018, no perfil do MRE, de acordo com cronograma da reunião do DMSE de setembro de 2018. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física.

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684 de 11 de dezembro de 2015, o Gráfico 19 e o Gráfico 20 trazem as estimativas do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico, o qual considera a garantia física com a sazonalização uniforme (“flat”).

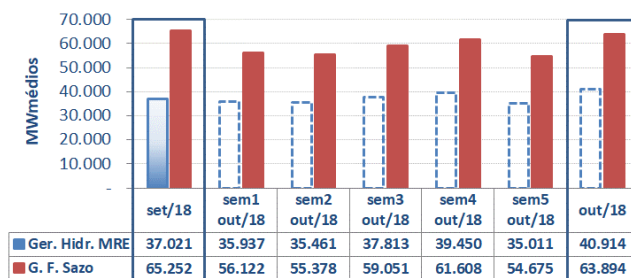


Gráfico 17 – Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada

O Gráfico 17 apresenta o valor estimado do fator de ajuste do MRE para setembro, além da previsão para outubro.

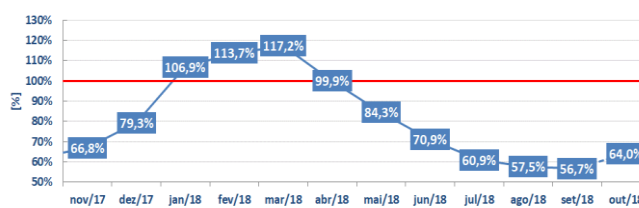


Gráfico 18 – Estimativa do fator de ajuste do MRE

O Gráfico 19 traz o valor estimado do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico para setembro, além da previsão para outubro.

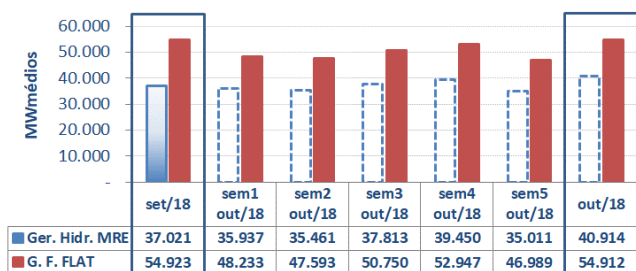


Gráfico 19 – Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat

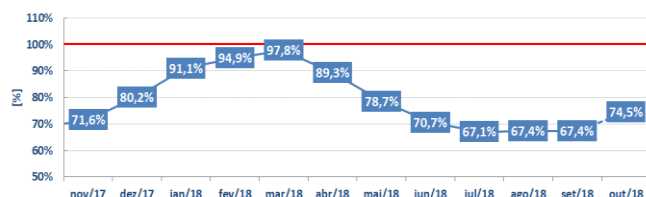


Gráfico 20 – Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

Projeção do PLD

A projeção de PLD apresentada neste boletim é realizada com base na projeção de ENA por Redes Neurais Artificiais - RNA, considerando o horizonte dos próximos 14 meses.

O Gráfico 21, o Gráfico 22, o Gráfico 23 e o Gráfico 24 ilustram, na linha tracejada vermelha, os PLDs projetados para o período de outubro de 2018 a novembro de 2019. A linha tracejada verde escura ilustra o percentil 10%, enquanto a verde clara ilustra o percentil 25% e a verde mais clara o percentil 75%. A linha tracejada laranja se refere à pior série do histórico.

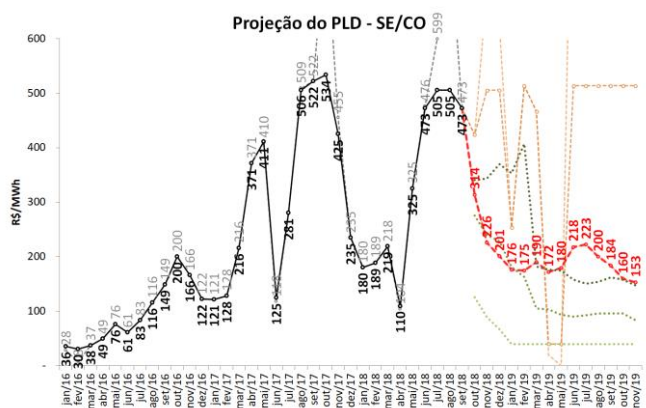


Gráfico 21 – Projeção do PLD do Sudeste

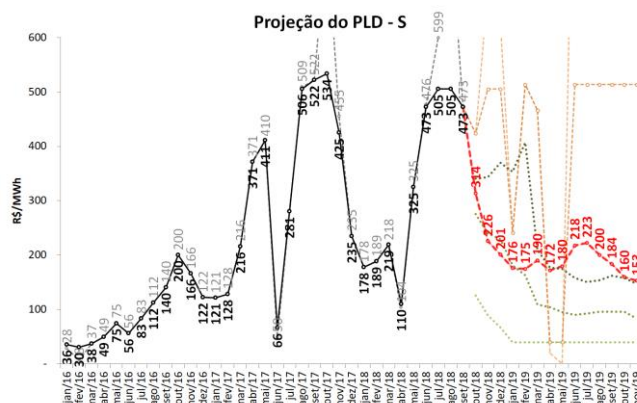


Gráfico 22 – Projeção do PLD do Sul

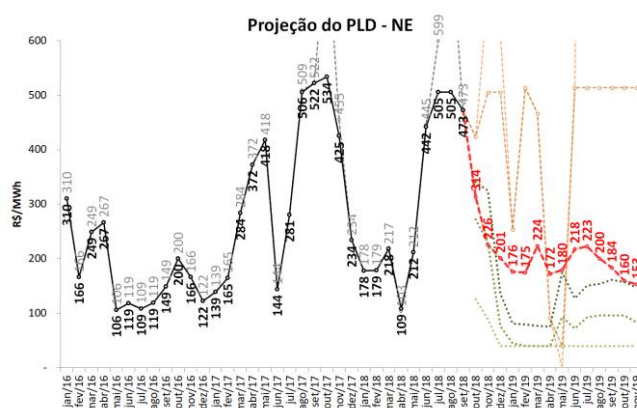


Gráfico 23 – Projeção do PLD do Nordeste

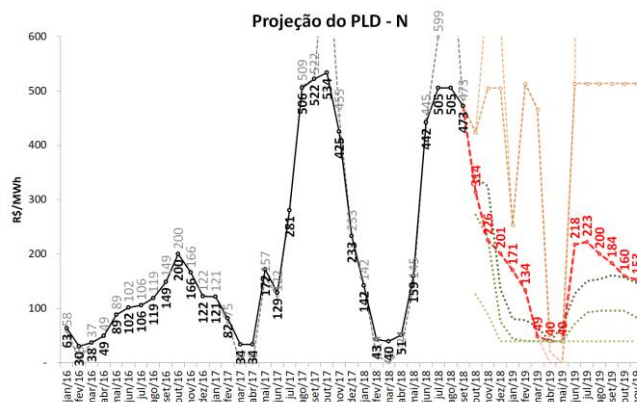


Gráfico 24 – Projeção do PLD do Norte

A Tabela 9 apresenta os valores dos PLDs projetados por submercado para o período de outubro de 2018 a novembro de 2019.

Tabela 9 – Resultados da Projeção do PLD

SE/CO	out/18	nov/18	dez/18	jan/19	fev/19	mar/19	abr/19	mai/19	jun/19	jul/19	ago/19	set/19	out/19	nov/19
SE/CO	out/18	nov/18	dez/18	jan/19	fev/19	mar/19	abr/19	mai/19	jun/19	jul/19	ago/19	set/19	out/19	nov/19
Projeção do PLD	314	226	201	176	175	190	172	180	218	223	200	184	160	153
P10%	341	344	370	353	407	182	177	175	158	151	154	162	158	148
P25%	276	240	229	181	163	106	104	94	90	93	96	96	96	84
P75%	126	90	67	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Pior Série	424	505	505	254	514	467	40	40	514	514	514	514	514	514
S	out/18	nov/18	dez/18	jan/19	fev/19	mar/19	abr/19	mai/19	jun/19	jul/19	ago/19	set/19	out/19	nov/19
Projeção do PLD	314	226	201	176	175	190	172	180	218	223	200	184	160	153
P10%	341	344	370	353	407	209	177	175	158	151	154	162	158	148
P25%	276	240	229	181	163	109	104	95	90	93	96	96	96	84
P75%	126	90	67	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Pior Série	424	505	505	242	514	467	40	40	514	514	514	514	514	514
NE	out/18	nov/18	dez/18	jan/19	fev/19	mar/19	abr/19	mai/19	jun/19	jul/19	ago/19	set/19	out/19	nov/19
Projeção do PLD	314	226	201	176	175	224	172	180	218	223	200	184	160	153
P10%	341	325	136	81	80	77	75	175	127	151	154	162	157	148
P25%	272	230	76	44	41	40	40	94	72	93	96	96	96	84
P75%	126	90	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Pior Série	424	505	505	254	514	467	92	40	514	514	514	514	514	514
N	out/18	nov/18	dez/18	jan/19	fev/19	mar/19	abr/19	mai/19	jun/19	jul/19	ago/19	set/19	out/19	nov/19
Projeção do PLD	314	226	201	171	134	49	40	40	218	223	200	184	160	153
P10%	341	325	136	81	79	66	40	66	127	151	154	162	157	148
P25%	272	230	76	44	40	40	40	40	72	93	96	96	96	84
P75%	126	90	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Pior Série	424	505	505	254	514	467	40	40	514	514	514	514	514	514

Disclaimer - A CCEE alerta e ressalta que é de responsabilidade exclusiva dos agentes de mercado e demais interessados a obtenção de outros dados e informações, a realização de análises, estudos e avaliações para fins de tomada de decisões, definição de estratégias de atuação e comerciais, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. Assim, não cabe atribuir à CCEE qualquer responsabilidade pela tomada de decisões administrativas e empresariais relacionadas ao tema. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente material sem a identificação da fonte.