

Setor Elétrico

Bruno Moreno
Renata Ruiz






Mundo Físico

Disponibilidade

O aporte de energia hidráulica nos reservatórios, representado pela Energia Natural Afluente – ENA, no mês de agosto deste ano foi bem aquém dos resultados do mês anterior, com queda total de 54,60%, como mostra a Tabela 4.1. O subsistema que teve maior redução foi S com 71,13%, muito pelo resultado bem expressivo de julho deste ano, seguido de SE 42,88%,

N 36,33% e NE 12,35%. Demonstrando que o ano hidrológico 2015 está sendo melhor que o antecessor, o total de ENA na comparação ano a ano aumentou 7,40%. O subsistema S foi o que mais se destacou, com incremento de 19,38%, seguido de N 14,26%, e SE 3,50%. Somente o subsistema NE apresentou queda, 9,18%.











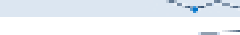





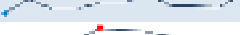

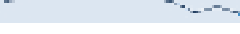

Tabela 4.1: Energia Natural Afluente-ENA e a Relação com as Respectivas MLTs (MWmed)

	ago-15		ago-15/jul-15	ago-15/ago-14	Tendências 12 meses	jul-15		ago-14	
SE	16.200,00	91,62%	-42,88%	3,50%		28.362,00	133,92%	15.651,90	87,74%
S	8.151,00	78,96%	-71,13%	19,38%		28.235,00	258,63%	6.827,55	66,69%
NE	1.731,00	50,01%	-12,35%	-9,18%		1.975,00	49,70%	1.906,06	54,86%
N	1.784,00	62,57%	-36,33%	14,26%		2.802,00	84,01%	1.561,32	78,44%
Total	27.866,00	-	-54,60%	7,40%		61.374,00	-	25.946,83	-

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Oferta

Tabela 4.2: Geração de Energia Despachada por Subsistema e por Tipo (MWmed)

		ago-15	ago-15/jul-15	ago-15/ago-14	Tendências 12 meses	jul-15	ago-14
SE/CO	Hidráulica	14.098,26	4,76%	-4,95%		13.458,24	14.832,67
	Nuclear	1.825,01	0,00%	115,76%		1.825,01	845,85
	Térmica	6.699,90	1,47%	-9,86%		6.602,68	7.432,57
	Total	22.623,17	3,37%	-2,11%		21.885,93	23.111,09
S	Hidráulica	11.263,82	3,25%	16,53%		10.909,55	9.665,80
	Térmica	1.039,66	-7,93%	-33,90%		1.129,26	1.572,89
	Eólica	568,44	52,07%	300,23%		373,81	142,03
	Total	12.871,92	3,70%	13,10%		12.412,62	11.380,72
NE	Hidráulica	2.828,13	2,87%	-13,73%		2.749,27	3.278,34
	Térmica	2.999,03	4,98%	-30,64%		2.856,64	4.324,02
	Eólica	2.565,56	32,51%	206,30%		1.936,11	837,59
	Total	8.392,72	11,28%	-0,56%		7.542,02	8.439,95
N	Hidráulica	3.681,20	1,60%	-15,08%		3.623,11	4.335,03
	Térmica	2.136,50	9,28%	-5,89%		1.955,06	2.270,21
	Total	5.817,70	4,29%	-11,92%		5.578,17	6.605,24
Itaipu		8.506,23	-11,49%	0,58%		9.610,01	8.457,00
Total	Hidráulica	40.377,64	0,07%	-0,47%		40.350,18	40.568,84
	Térmica	14.700,10	2,31%	-10,61%		14.368,65	16.445,54
	Eólica	3.134,00	35,68%	219,92%		2.309,92	979,62
Total		58.211,74	2,07%	0,38%		57.028,75	57.994,00

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

A geração de energia total no Sistema Interligado Nacional – SIN aumentou 2,07% na comparação mensal (Tabela 4.2). A geração hidráulica apresentou crescimento muito baixo, 0,07%, bem como a geração térmica com 2,31%. O que surpreendeu foi o resultado da geração eólica total que apresentou 35,68% de incremento, por estarmos nos aproximando do período do ano em que há maior disponibilidade de ventos no Brasil. Já na comparação ano a ano, a geração eólica

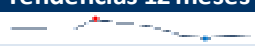




apresentou valores de crescimento ainda maiores, 219,92%, muito pela expansão da capacidade instalada e entrada em operação de novos parques eólicos. Houve queda na geração hidráulica total de 0,47% e na geração térmica total, 10,61%, ainda na comparação anual. Tais resultados se dão, provavelmente, devido à recuperação parcial dos reservatórios do SIN e a consequente redução do despacho térmico.

Demanda

A carga total de energia no mês de agosto deste ano aumentou 2,40% na comparação mês a mês, influenciada pelos resultados positivos dos subsistemas: SE/CO 2,78%, S 0,97%, NE 1,49% e N 4,35%. No entanto, na comparação anual, a carga total de energia apresentou queda de 0,45%. Segundo o Boletim de Carga Mensal Preliminar do mês de agosto¹, apesar do aumento de temperatura em relação a agosto/14, o baixo

desempenho industrial, a redução do nível de atividade do setor comercial e a elevação das tarifas de energia impactaram no presente resultado. Os subsistemas SE/CO e NE reduziram a carga de energia, 1,11% e 0,35%, respectivamente, e os subsistemas S e N aumentaram, 0,28% e 2,33%, respectivamente, ainda na comparação anual.

Tabela 4.3: Carga de Energia por Subsistema (MWmed)

	ago-15	ago-15/jul-15	ago-15/ago-14	Tendências 12 meses	jul-15	ago-14
SE/CO	33.922,62	2,78%	-1,11%		33.005,15	34.301,91
S	9.865,40	0,97%	0,28%		9.770,53	9.837,56
NE	9.187,47	1,49%	-0,35%		9.052,98	9.219,88
N	5.235,93	4,35%	2,33%		5.017,70	5.116,61
Total	58.211,42	2,40%	-0,45%		56.846,36	58.475,96

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ONS.

Intercâmbio de Energia Elétrica

Para alcançar o atendimento de carga do subsistema SE/CO em agosto (Tabela 4.3), que gerou energia abaixo da carga de demanda, houve injeção de aproximadamente 3.000 MWmed (Tabela 4.4) a partir do subsistema S, aumentando 22,23% o intercâmbio de energia entre






os subsistemas na comparação mensal. Houve também intercâmbio de energia a partir de SE/CO com destino a NE de 231 MWmed, porém, esse valor foi reduzido 77,54%. O subsistema N transmitiu 581 MWmed para NE, apresentando 3,80% de acréscimo.

¹ Boletim de Carga Mensal – Julho/15 Preliminar – ONS.

Disponível em: http://www.ons.org.br/download/sala_imprensa/Boletim_Mensal-JUL-2015_preliminar.pdf

Acesso: 15/08/2015





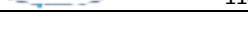
Tabela 4.4: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)

	ago-15	ago-15/jul-15	ago-15/ago-14	Tendências 12 meses	jul-15	ago-14
S - SE/CO	3.006,56	22,23%	93,06%		2.459,70	1.557,33
Internacional - S	0,00	-100,00%	-100,00%		182,39	0,07
N - NE	581,77	3,80%	228,63%		560,46	177,03
N - SE/CO	0,00	-	-100,00%		0,00	1.313,13
SE/CO - NE	213,48	-77,54%	68,60%		950,50	126,62

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Estoque

Tabela 4.5: Energia Armazenada-EAR (MWmed)

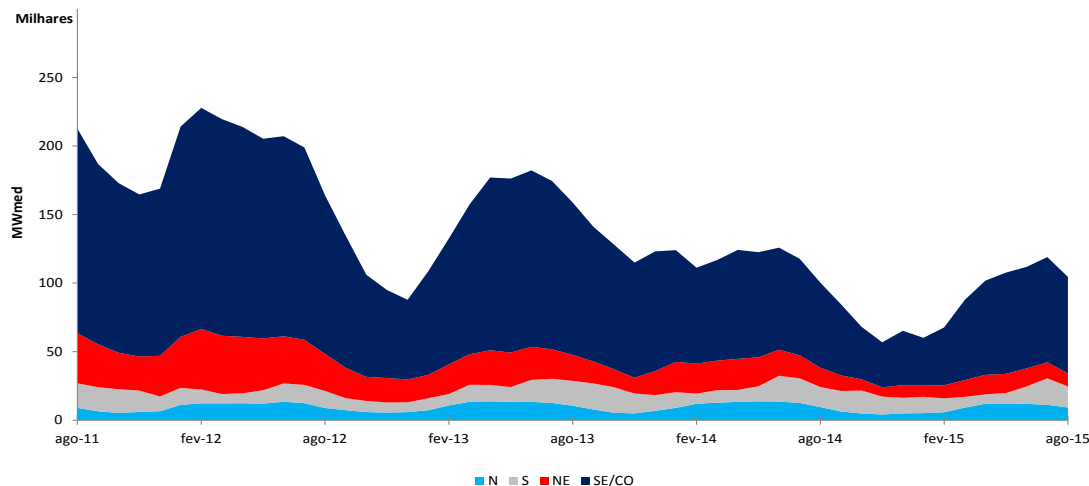
	ago-15	ago-15/jul-15	ago-15/ago-14	Tendências 12 meses	jul-15	ago-14
SE/CO	70.316,00 34,26%	-8,43%	13,39%		76.791,00 37,42%	62.012,00 30,26%
S	15.360,00 76,90%	-20,53%	5,17%		19.329,00 96,76%	14.605,00 73,49%
NE	9.532,00 18,38%	-18,26%	-32,55%		11.662,00 22,49%	14.132,00 27,25%
N	9.268,00 62,57%	-17,22%	-3,33%		11.196,00 75,59%	9.587,00 64,73%
Total	104.476,00 35,79%	-12,19%	4,13%		118.978,00 40,77%	100.336,00 34,42%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

A Tabela 4.5 retrata que a Energia Armazenada – EAR nos reservatórios reduziu 12,19% no total na comparação mensal. Tal fato ocorreu devido à queda drástica de ENA (Tabela 4.1) e à manutenção do despacho hidrelétrico (Tabela 4.2) por conta da redução da geração de Itaipu. Os subsistemas S, NE e N registraram uma diminuição significativa da reserva de energia, 20,53%, 18,26% e 17,22%, ainda na comparação mensal. É importante ressaltar que o subsistema NE está com níveis EAR muito baixos, com 18,38% do volume máximo, sendo que esse subsistema é o segundo que apresenta maior reserva hidráulica do SIN. SE/CO teve 8,43% de redução, sendo este o subsistema com maior capacidade de






reserva hidráulica do SIN. Na comparação ano a ano, o total de EAR cresceu 4,11%. Isto significa que a manobra operativa do ONS de recuperação dos reservatórios do SIN apresentou resultados positivos. Vale notar dois pontos importantes: (i) SE/CO conseguiu aumentar 13,37% de seu volume, alcançando mais que 6.000 MWmed de acréscimo de EAR e (ii) NE reduziu expressivamente, 32,55%, sua EAR, mostrando que não estamos sendo efetivos na recuperação dos reservatórios de NE, seja pelo equilíbrio hidrológico da região, ou pela manobra operativa realizada. A seguir o Gráfico 4.1 traz o histórico de EAR no SIN por subsistema desde 2011.

Gráfico 4.1: Histórico de Energia Armazenada-EAR (MWmed)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Tabela 4.6: Meses Equivalentes de Abastecimento-MEA(Meses)

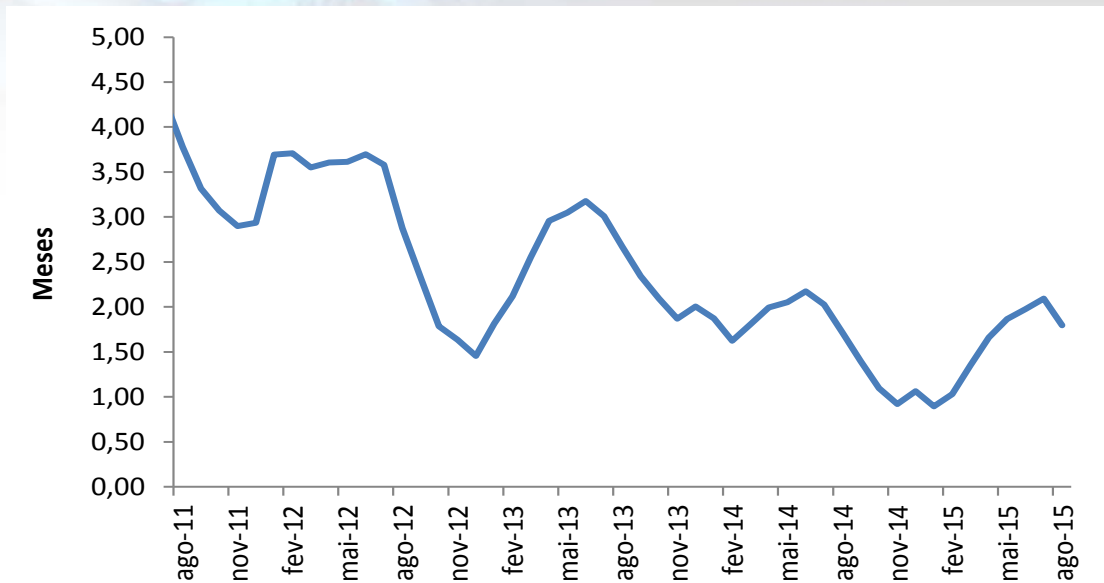
	ago-15	ago-15/jul-15	ago-15/ago-14	Tendências 12 meses	jul-15	ago-14
SE/CO	2,07	-10,91%	14,66%		2,33	1,81
S	1,56	-21,30%	4,87%		1,98	1,48
NE	1,04	-19,46%	-32,31%		1,29	1,53
N	1,77	-20,67%	-5,53%		2,23	1,87
Total	1,79	-14,25%	4,60%		2,09	1,72

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

A Tabela 4.6 exibe o indicador Meses Equivalentes de Abastecimento – MEA e refletem a quantidade de meses que os reservatórios dos subsistemas conseguem abastecer a carga do mês vigente. Devido ao deplecionamento dos reservatórios, o MEA total reduziu 14,25% em agosto em comparação com o mês anterior, alcançando o valor de 1,79. O que apresentou menor MEA foi o subsistema NE, 1,04, com 19,46% de redução. Ou seja, se este subsistema fosse somente abastecido a partir de seus reservatórios, sem qualquer

afluência, tal subsistema só teria, praticamente, um mês equivalente de energia para tal. Os demais subsistemas também apresentaram queda: SE/CO 10,91%, S 21,30% e N 20,67%. Na comparação ano a ano houve aumento do total de MEA 3,74%. SE/CO e S cresceram em 14,67% e 4,73%, respectivamente. Todavia, N e NE recuaram 5,54% e expressivos 35,75%, respectivamente. O Gráfico 4.2 apresenta o histórico de MEA mostrando que já alcançamos mais de 4,00 do indicador, que reflete que outrora houve menor estresse sobre o SIN.

Gráfico 4.2: Histórico de MEA



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Mundo Contratual

Visto a alteração do Calendário Geral das Operações da CCEE, com a postergação do Aporte das Garantias Financeiras de 21.09 para 22.09, e da Liquidação Financeira do Mercado de Curto Prazo de 08 e 09.09

para 07 e 08.10, os estudos associados à oferta de energia, ao mecanismo de realocação de energia – MRE e ao consumo no mercado livre, não serão desenvolvidos nesta edição do boletim de conjuntura.

Leilões

Foi realizado no dia 26/08 o Leilão de Transmissão nº 001/2015, o segundo leilão deste tipo em 2015. Dos 11 lotes que estavam em licitação, apenas 4 receberam propostas. O lote D, localizado no Pará, e o lote H, localizado em Rondônia, foram arrematados pela empresa espanhola Isolux Ingenieria, com deságios de 1,49% e 0,12%, respectivamente. O lote J, no Rio Grande do Sul, foi arrematado pela Planova Planejamento e Construções, pelo valor do preço-teto. O lote K, em Goiás, foi o único que recebeu mais de uma oferta. A chinesa State Grid, que arrematou em julho o segundo bipolo da Usina de Belo Monte, apresentou uma proposta com deságio de 5,98%, mas o lote foi arrematado pela Celg Geração e Transmissão, cuja proposta foi 15,50% menor do que o preço-teto. A soma da RAP (Receita Anual Permitida) dos lotes arrematados foi de R\$ 248,9 milhões, valor muito inferior aos R\$

1,3 bilhões referentes à soma da RAP de todos os lotes ofertados.

O 1º Leilão de Energia de Reserva, realizado em 28/08, visava à contratação de empreendimentos de geração a partir da fonte solar fotovoltaica na modalidade quantidade. Este foi o único objeto de contratação deste leilão, o que indica uma movimentação do governo de incentivar certas fontes através de leilões específicos. Foram contratados 2.315 lotes para os submercados NE e SE, totalizando 231,5 MW_{méd} e uma capacidade instalada de 833,8MW. O preço médio foi de R\$ 301,97/MWh, o que representou um deságio de 13,5% com relação ao preço-teto.





Foi marcado o Leilão de Concessão das usinas hidrelétricas para o dia 30/10/2015 e o Leilão A-1 visando a contratação de usinas térmicas para o dia 19/11/2015.

Mercado Atacadista: Preço de Liquidação das Diferenças-PLD

Tanto na comparação mensal, quando na comparação com o mesmo mês do ano anterior, o PLD no mês de agosto de 2015 sofreu retração em todos os submercados. Apesar de uma alta moderada nas três últimas semanas de agosto, a forte queda na primeira semana do mês puxou a tendência de queda do preço.

De acordo com os dados da CCEE, as expectativas positivas relacionadas com as afluições das regiões Sul e Sudeste foram responsáveis pela forte queda do PLD na primeira semana de agosto nos submercados SE/CO, N e NE. Já na região Sul, o envio de energia para a região SE/CO, acabou por equalizar os preços entre as regiões.

Tabela 4.7: PLD Médio Mensal - Preços Reais (R\$/MWh)

	ago-15	ago-15/jul-15	ago-15/ago-14	Tendências 12 meses	jul-15	ago-14
SE/CO	145,09	-39,70%	-81,33%		240,61	777,12
S	145,09	-29,71%	-81,33%		206,42	777,12
NE	145,09	-40,60%	-81,33%		244,28	777,12
N	145,09	-39,99%	-81,33%		241,77	777,12

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

Demanda

O consumo de energia no mês de julho de 2015 apresentou queda em todas as classes, tanto na comparação mensal (-4,18%) quanto na comparação com o mesmo mês do ano anterior (-2,49%). Em termos absolutos, a classe industrial apresentou a maior queda frente ao mês anterior (-743 MWmed), puxada, principalmente, pela manutenção do cenário macroeconômico desfavorável, com queda na demanda e acumulação de estoques no setor.

O resultado negativo da indústria é melhor explicado pela evolução do Índice de Confiança da Indústria (ICI) bem como pelo Nível de Utilização da Capacidade Instalada (NUCI) publicados pelo IBRE. De acordo com o estudo da instituição², apesar de retratar o segundo menor nível da série histórica, o Índice de Confiança da Indústria aumentou 1,5% entre junho e julho de 2015, chegando a 69,1 pontos. Mesmo apresentando a primeira alta desde janeiro/2015, o aumento é































insuficiente para indicar uma possível reversão da tendência negativa nas expectativas dos agentes.

Cabe destacar ainda que o Nível de Utilização da Capacidade Instalada (NUCI) ficou estável entre junho e julho (78,2%), o menor patamar desde abril de 2009 (78%).

A tabela 4.10 consolida os resultados mostrando que a queda de consumo também foi relevante nas classes residencial (-556 MWmed), comercial (-564 MWmed) e outros (-295 MWmed). Na comparação anual, a maior queda em termos percentuais foi observada na classe residencial, que vem reduzindo seus hábitos de consumo, seja pelo aumento das tarifas desde a inclusão das bandeiras tarifárias em janeiro deste ano, seja por questões climáticas.

² IBRE, FGV. Sondagem da Indústria de Transformação. Julho/2015. Disponível em: <http://portalibre.fgv.br/main.jsp?lumChannelId=402880811D8E34B9011D92E5C726666F>.

Tabela 4.8: Consumo por Classe e Subsistema (MWmed)

		jul-15	jul-15/jun-15	jul-15/jul-14	Tendências 12 meses	jun-15	jul-14
Sistemas Isolados	Residencial	212,94	1,41%	4,18%		209,98	204,40
	Industrial	20,34	-1,47%	-9,88%		20,65	22,57
	Comercial	83,83	0,70%	7,24%		83,24	78,16
	Outros	105,92	-5,48%	2,24%		112,07	103,61
	Total	423,03	-0,68%	3,50%		425,93	408,74
N	Residencial	953,54	3,38%	1,76%		922,39	937,04
	Industrial	1.750,15	-2,08%	-8,62%		1.787,33	1.915,26
	Comercial	519,49	2,69%	6,75%		505,90	486,65
	Outros	457,34	1,08%	3,65%		452,45	441,23
	Total	3.680,52	0,34%	-2,64%		3.668,07	3.780,18
NE	Residencial	2.402,00	-7,92%	-2,21%		2.608,69	2.456,33
	Industrial	2.559,33	-4,63%	-4,38%		2.683,49	2.676,69
	Comercial	1.320,69	-7,89%	1,94%		1.433,79	1.295,58
	Outros	1.437,64	-6,35%	-1,49%		1.535,15	1.459,34
	Total	7.719,66	-6,55%	-2,13%		8.261,11	7.887,94
SE/CO	Residencial	7.879,02	-3,99%	-5,28%		8.206,47	8.318,10
	Industrial	11.136,83	-3,08%	-0,83%		11.491,26	11.230,41
	Comercial	5.678,25	-5,54%	-1,76%		6.011,49	5.779,90
	Outros	4.235,50	-3,14%	-3,22%		4.372,79	4.376,52
	Total	28.929,61	-3,83%	-2,61%		30.082,01	29.704,93
S	Residencial	2.158,26	-2,51%	-5,03%		2.213,79	2.272,68
	Industrial	3.428,35	-6,22%	-4,79%		3.655,62	3.600,66
	Comercial	1.501,12	-8,07%	-0,29%		1.632,87	1.505,56
	Outros	1.601,84	-3,52%	3,66%		1.660,36	1.545,35
	Total	8.689,57	-5,16%	-2,63%		9.162,65	8.924,25
Total	Residencial	13.605,76	-3,92%	-4,11%		14.161,32	14.188,55
	Industrial*	18.895,01	-3,79%	-2,83%		19.638,34	19.445,60
	Comercial	9.103,37	-5,83%	-0,46%		9.667,29	9.145,85
	Outros	7.838,24	-3,62%	-1,11%		8.132,82	7.926,04
	Total	49.442,38	-4,18%	-2,49%		51.599,77	50.706,03

*Cativo + Livre

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EPE

Tarifas de Energia Elétrica

No período de estudo foram realizados seis reajustes tarifários de diferentes concessionárias de distribuição de energia elétrica. A Tabela 4.9 mostra os índices de reajuste tarifário, conforme a aprovação da ANEEL. Todas as concessionárias apresentaram alta nas tarifas, sendo que o maior aumento foi registrado pela CEB Distribuição – concessionária que atende cerca de 1 milhão de unidades consumidoras localizadas no Distrito Federal.

Cabe ressaltar que foi suspenso o reajuste tarifário da

Companhia Energética de Alagoas (CEAL), devido ao não pagamento de encargos do setor elétrico. Com relação ao quarto ciclo de revisão tarifária, foi aprovada a revisão tarifária da Elektro (+4,2), a vigorar até 2019. A tabela 4.10 resume o resultado, mas é importante enfatizar que ao longo do ciclo tarifário, as tarifas são reajustadas anualmente conforme atualização dos custos da concessionária com compra de energia, rede de transmissão e encargos setoriais – a Parcela A, além da atualização monetária da Parcela B pelo fator (IGP-M – Fator X).

Tabela 4.9: Reajuste Tarifário (Variação % Média)

Sigla	Concessionária	Estado	Reajuste Tarifário Médio 2015	Vigência
CEB-DIS	CEB Distribuição S/A	DF	18,66%	26/08/2015 até 25/08/2016
CEMAR	Companhia Energética do Maranhão	MA	8,64%	28/08/2015 até 27/08/2016
CEPISA	Companhia Energética do Piauí	PI	5,53%	28/08/2015 até 27/08/2016
EPB	Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S.A. (ex-SAELPA)	PB	10,79%	28/08/2015 até 27/08/2016
CELG-D	Celg Distribuição S.A.	GO	6,89%	12/09/2015 até 11/09/2016
CHESP	Companhia Hidroelétrica São Patrício	GO	4,38%	12/09/2015 até 11/09/2016

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

Tabela 4.10: Revisão Tarifária Periódica

Sigla	Concessionária	Estado	Índice de Revisão Tarifária	Data
ELEKTRO	Elektro Eletricidade e Serviços S/A.	SP	4,20%	27/08/2015

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.