

SETOR ELÉTRICO

A) MUNDO FÍSICO

a) *Disponibilidade*

O total de disponibilidade hídrica, representada pela Energia Natural Afluente – ENA, no Sistema Interligado Nacional – SIN, na comparação mensal, recuou 2,29% (Tabela 4.1). Houve crescimento em S e SE, 7,67% e 10,97%, respectivamente. Ambas as regiões apresentaram a Média de Longo Termo – MLT alta, SE 98,53% e S 211,01%. Tais resultados ainda são impactos do fenômeno El Niño 2015/2016 e afetam positivamente o setor elétrico brasileiro, principalmente pelo fato de se estar apresentando alta disponibilidade hídrica em SE, região que engloba o subsistema com maior capacidade de armazenagem de todo SIN. Por outro lado, o fenômeno, em linhas gerais, causa redução da precipitação nas regiões NE e N do brasil, e, de fato, reduziram 65,64% e 4,60%, respectivamente. Já na comparação anual, o total de ENA no sistema aumentou 37,26%, com destaque para SE e S, que cresceram 48,22% e 85,31%, respectivamente. NE recuou 10,97, bem como e N 17,90%.

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

	mar-16		mar-16/fev-16	mar-16/mar-15	Tendências 12 meses	fev-16		mar-15	
SE	63.923,00	98,53%	10,97%	48,22%		57.602,00	85,62%	43.126,00	78,22%
S	14.860,00	211,01%	7,67%	85,31%		13.802,00	166,01%	8.019,00	114,52%
NE	4.774,00	32,48%	-65,64%	-10,97%		13.894,00	94,10%	5.362,00	36,16%
N	8.919,00	58,40%	-4,60%	-17,90%		9.349,00	68,46%	10.864,00	69,30%
Total	92.476,00	-	-2,29%	37,26%		94.647,00	-	67.371,00	-

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

b) *Demanda*

A carga de energia de todo o SIN, segundo a Tabela 4.2, foi 2,12% inferior em março deste ano em relação ao mês anterior. Dentre os subsistemas, S e SE/CO decresceram 7,28% e 2,71%, respectivamente. Já NE e N elevaram 4,65% e 1,03%, respectivamente. Já na comparação anual, houve acréscimo de 0,11% no total da carga, com crescimento em SE/CO 0,41%, NE 3,61% e N 3,87%, sendo somente S o subsistema que recuou, 5,57%. Segundo o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, o comportamento da carga vem sendo afetada pelo baixo desempenho da atividade econômica, porém a ocorrência de temperaturas relativamente elevadas no subsistema Sudeste/Centro-Oeste e a continuidade do movimento de ajuste dos estoques contribuíram em sentido contrário.

Tabela 4.2: Carga de Energia por Subsistema (MWmed)

	mar-16	mar-16/fev-16	mar-16/mar-15	Tendências 12 meses	fev-16	mar-15
SE/CO	38.455,97	-2,71%	0,41%		39.528,19	38.297,89
S	10.904,41	-7,28%	-5,57%		11.760,53	11.547,71
NE	10.397,21	4,65%	3,61%		9.935,03	10.034,82
N	5.293,49	1,03%	3,87%		5.239,31	5.096,10
Total	65.051,08	-2,12%	0,11%		66.463,06	64.976,52

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

c) *Oferta*

Tabela 4.3: Geração de Energia Despachada por Subsistema e por Tipo (MWmed)

		mar-16	mar-16/fev-16	mar-16/mar-15	Tendências 12 meses	fev-16	mar-15
SE/CO	Hidráulica	21.454,26	5,09%	25,48%		20.414,44	17.097,89
	Nuclear	1.996,76	0,22%	13,08%		1.992,30	1.765,74
	Térmica	3.404,63	-28,46%	-50,55%		4.758,77	6.885,59
	Total	26.855,65	-1,14%	4,30%		27.165,51	25.749,22
S	Hidráulica	11.582,83	-1,84%	20,81%		11.799,49	9.587,90
	Térmica	920,91	35,67%	-55,57%		678,78	2.072,59
	Eólica	497,79	18,65%	58,25%		419,54	314,56
	Total	13.001,53	0,80%	8,57%		12.897,81	11.975,05
NE	Hidráulica	2.627,13	-4,32%	-22,31%		2.745,66	3.381,54
	Térmica	2.651,56	-2,13%	-36,40%		2.709,15	4.169,27
	Eólica	2.098,45	-1,83%	102,60%		2.137,66	1.035,77
	Total	7.377,14	-2,84%	-14,09%		7.592,47	8.586,58
N	Hidráulica	6.253,89	2,99%	-10,63%		6.072,59	6.997,62
	Térmica	1.480,90	-17,45%	-32,56%		1.794,04	2.195,75
	Total	7.734,79	-1,68%	-15,87%		7.866,63	9.193,37
Itaipu		10.045,19	-8,53%	6,01%		10.981,66	9.475,91
Total	Hidráulica	51.963,30	-0,10%	11,65%		52.013,84	46.540,86
	Térmica	10.454,76	-12,39%	-38,82%		11.933,04	17.088,94
	Eólica	2.596,24	1,53%	92,27%		2.557,20	1.350,33
Total		65.014,30	-2,24%	0,05%		66.504,08	64.980,13

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Para suprir a carga do SIN (Tabela 4.2), que apresentou queda na comparação mensal, a geração total de energia recuou 2,24%, também na comparação mês a mês. A geração hidráulica, bem como a térmica foram reduzidas em 0,10% e 12,39%, respectivamente. A geração eólica elevou 1,53%. Já na comparação anual, o total aumentou 0,05%. Devido ao aumento da ENA no SIN (Tabela 4.1), foi possível gerar mais energia a partir da fonte hidráulica que apresentou crescimento de 11,65%. A geração eólica também aumentou, 92,27%, devido à entrada em operação de novos parques.

d) *Intercâmbio de Energia Elétrica*

A energia gerada no subsistema SE/CO e Itaipu não foi suficiente para o autoabastecimento e, com isso, foi necessária a importação de 2.134,27 MWmed a partir de S e 21,68 MWmed a partir de N. Parte desta energia recebida por SE/CO foi direcionada à NE, chegando a 600,81 MWmed, pois tal subsistema também não gerou energia suficiente para o autoabastecimento. Além deste intercâmbio, NE também recebeu 2.419,39 MWmed de energia a partir de N. S enviou 37,15 MWmed para o intercâmbio internacional.

Tabela 4.4: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)

	mar-16	mar-16/fev-16	mar-16/mar-15	Tendências 12 meses	fev-16	mar-15
S - SE/CO	2.134,27	91,25%	403,69%		1.115,93	423,73
Internacional - S	-37,15	-269,71%	-1134,82%		21,89	3,59
N - NE	2.419,39	25,21%	81,75%		1.932,33	1.331,18
N - SE/CO	21,68	-96,88%	-99,22%		694,93	2.766,09
SE/CO - NE	600,81	41,35%	413,21%		425,04	117,07

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

e) *Estoque*

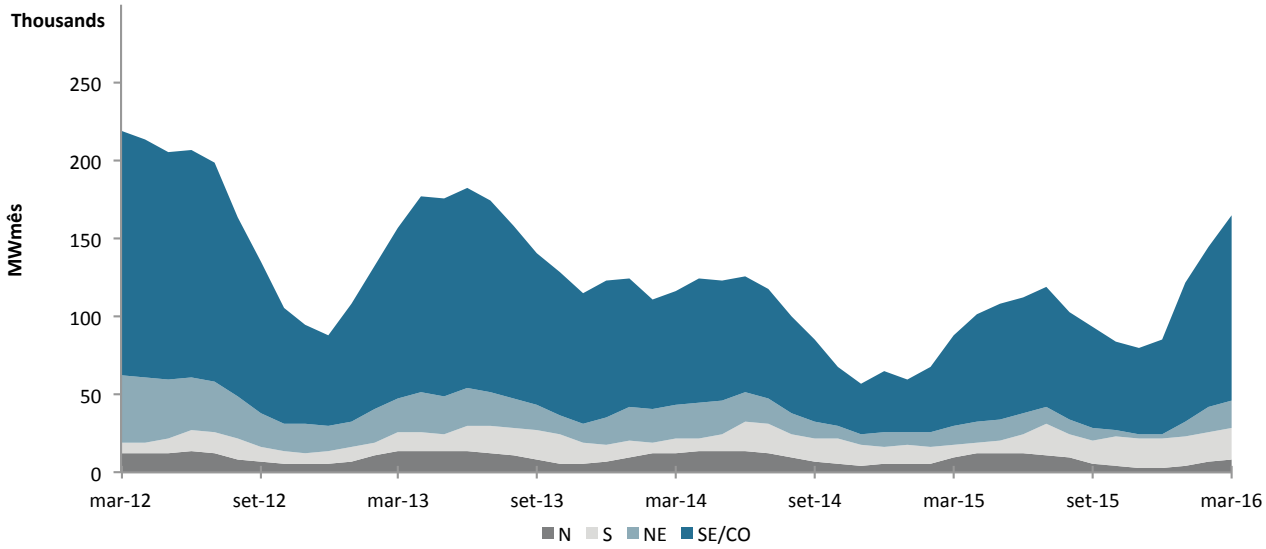
Ao fim de toda dinâmica de entrada, através da ENA, e saída de água dos reservatórios do SIN, através da geração hidráulica, o total de Energia Armazenada – EAR cresceu 13,28% em todo sistema, chegando a 56,77% do total (Tabela 4.5). Todos os subsistemas aumentaram o nível de água em seus reservatórios na comparação mês a mês SE/CO 14,53%, S 2,60%, NE 9,00% e N 35,49%. A comparação anual mostra um aumento significativo no total de EAR, 87,44%. SE/CO, subsistema com maior capacidade de armazenamento de água de todo SIN, mais que dobrou a EAR, com crescimento de 102,05%, chegando a 58,52% do total dos reservatórios. S e NE também elevaram, 148,13% e 47,24%, respectivamente. Somente o subsistema N recuou, 4,26%. O Gráfico 4.1 apresenta o histórico de EAR.

Tabela 4.5: Energia Armazenada-EAR (MWmês)

	mar-16		mar-16/fev-16	mar-16/mar-15	Tendências 12 meses	fev-16		mar-15	
SE/CO	118.228,00	58,28%	14,53%	102,05%		103.227,00	50,89%	58.514,00	28,54%
S	19.478,00	97,60%	2,60%	148,13%		18.984,00	95,12%	7.850,00	39,30%
NE	17.958,00	34,66%	9,00%	47,24%		16.475,00	31,80%	12.196,00	23,52%
N	8.784,00	58,40%	35,49%	-4,26%		6.483,00	43,10%	9.175,00	61,94%
Total	164.448,00	56,77%	13,28%	87,44%		145.169,00	50,12%	87.735,00	30,08%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

B) MUNDO CONTRATUAL

a) *Oferta*

A geração total de energia elétrica em janeiro de 2016 foi de 60.456,14 MWmed, o que representou uma redução mensal de 0,74% e anual de 6,91%.

A geração por fontes térmicas convencionais teve redução mensal de 6,30% e anual de 20,49%, totalizando 11.213,66 MWmed, o menor valor dos

Tabela 4.6: Geração Total por Fonte (MWmed)*

	jan-16	jan-16/dez-15	jan-16/jan-15	Tendências 12 meses	dez-15	jan-15
Hidráulica > 30MW	43.504,86	6,25%	-3,91%		40.947,24	45.276,26
Térmica a Gás	5.956,21	-7,09%	-16,72%		6.410,48	7.152,10
Térmica a Óleo	1.373,92	-2,93%	-47,25%		1.415,33	2.604,73
Térmica bi-Combustível - gás/óleo	551,74	2,27%	13,19%		539,50	487,47
Térmica a Carvão Mineral	1.489,31	-15,57%	-27,92%		1.763,87	2.066,33
Térmica Nuclear	1.842,48	0,18%	2,72%		1.839,09	1.793,70
Total Térmica Convencional	11.213,66	-6,30%	-20,49%		11.968,25	14.104,33
Total Convencional	54.718,53	3,41%	-7,85%		52.915,50	59.380,59
Eólica	1.755,28	-36,93%	-11,90%		2.783,23	1.992,40
Hidráulica CGH	93,48	0,08%	31,02%		93,40	71,35
Hidráulica PCH	2.973,70	6,29%	23,38%		2.797,65	2.410,12
Térmica a Biomassa	556,55	-70,59%	-16,28%		1.892,39	664,80
Total Alternativa	5.379,00	-28,91%	4,68%		7.566,67	5.138,67
Térmica - Outros	358,62	-15,43%	-14,99%		424,06	421,87
Total	60.456,14	-0,74%	-6,91%		60.906,23	64.941,13

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE

* *"Térmica - Outros" inclui térmica solar, fotovoltaica e outros tipos de geração não convencionais.*

últimos 12 meses. Enquanto a geração nuclear aumentou 2,72% na comparação anual e se manteve relativamente estável no mês (+0,18%), as fontes fósseis apresentaram quedas consideráveis: as térmicas a gás caíram 7,09% no mês e 16,72% no ano, as térmicas a óleo caíram 2,93% no mês e 47,25% no ano e as térmicas a carvão mineral caíram 15,57% no mês e 27,92% no ano.

Enquanto isso, a geração hidráulica convencional teve aumento mensal de 6,25%, mas queda anual de 3,91%. As PCHs tiveram melhora de 6,29% em comparação com o mês anterior e 23,38% em comparação com janeiro de 2015, o que indica uma melhora da hidrologia neste ano. A geração por CGHs teve um aumento de 31,02% na comparação anual e se manteve relativamente estável na comparação mensal (+0,08).

As térmicas a biomassa tiveram queda mensal de 70,59%, graças a entressafra da cana de açúcar. Na comparação anual, houve queda de 16,28%. As eólicas também tiveram um desempenho abaixo do esperado na comparação anual (-11,90%) e mensal (-36,93%). Esses resultados fizeram com que a geração total alternativa tivesse uma queda de 28,91% no mês, apesar do aumento anual de 4,68%.

b) *Demanda*

Tabela 4.7: Consumo por Classe e Subsistema (MWmed)*

		jan-16	jan-16/dez-15	jan-16/jan-15	Tendências 12 meses	dez-15	jan-15
Sistemas Isolados	Residencial	229,23	-3,73%	1,83%		238,11	225,11
	Industrial	21,47	-1,14%	7,89%		21,72	19,90
	Comercial	84,66	-9,02%	-1,64%		93,06	86,07
	Outros	103,90	-7,70%	-5,05%		112,57	109,43
	Total	**439,27**	**-5,63%**	**-0,28%**		**465,46**	**440,51**
N	Residencial	946,68	-12,33%	2,79%		1.079,77	920,97
	Industrial	1.674,17	-3,19%	-12,44%		1.729,42	1.912,14
	Comercial	487,90	-11,65%	2,31%		552,22	476,88
	Outros	418,17	-14,76%	2,19%		490,61	409,21
	Total	**3.526,92**	**-8,44%**	**-5,17%**		**3.852,02**	**3.719,21**
NE	Residencial	2.758,03	-0,12%	-0,20%		2.761,42	2.763,70
	Industrial	2.426,02	-0,03%	-7,35%		2.426,83	2.618,35
	Comercial	1.464,81	-5,93%	0,19%		1.557,17	1.462,09
	Outros	1.523,01	-9,69%	-4,40%		1.686,42	1.593,11
	Total	**8.171,87**	**-3,08%**	**-3,15%**		**8.431,83**	**8.437,25**
SE/CO	Residencial	9.331,77	6,99%	-7,80%		8.722,49	10.120,72
	Industrial	9.801,36	-7,20%	-9,70%		10.562,31	10.854,41
	Comercial	6.570,93	-1,36%	-4,51%		6.661,79	6.881,05
	Outros	4.246,47	-4,77%	-1,83%		4.459,28	4.325,78
	Total	**29.950,52**	**-1,50%**	**-6,93%**		**30.405,88**	**32.181,96**
S	Residencial	2.623,17	21,72%	-5,40%		2.155,08	2.772,94
	Industrial	2.946,51	-10,84%	-7,16%		3.304,81	3.173,80
	Comercial	1.816,26	8,20%	-5,10%		1.678,62	1.913,81
	Outros	1.894,26	10,05%	-5,95%		1.721,21	2.014,13
	Total	**9.280,19**	**4,75%**	**-6,02%**		**8.859,73**	**9.874,67**
Total	Residencial	15.888,88	6,23%	-5,44%		14.956,87	16.803,44
	Industrial	16.869,53	-6,51%	-9,20%		18.045,08	18.578,60
	Comercial	10.424,56	-1,12%	-3,65%		10.542,86	10.819,90
	Outros	8.185,81	-3,36%	-3,15%		8.470,08	8.451,66
	Total	**51.368,78**	**-1,24%**	**-6,01%**		**52.014,90**	**54.653,60**

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EPE

* *Outros: Rural, Iluminação Pública, Serviço Público, Poder Público, Consumo Próprio. Industrial: Cativo + Livre.*

O consumo total de energia elétrica em janeiro de 2016 foi de 51.368,78 MWmed. Esse valor representou uma queda de 6,01% na comparação anual e de 1,24% na comparação mensal.

Na comparação anual, todos os subsistemas apresentaram quedas, sendo a mais expressiva no SE/CO, tanto em termos absolutos (-2.231,44 MWmed) como em termos relativos (-6,93%). Na comparação mensal, o subsistema S foi o único que apresentou aumento no consumo, de 4,75%.

O consumo residencial foi o único de todas as classes que teve aumento no país na comparação com o mês anterior, de 6,23%. Esse resultado foi influenciado pelos aumentos no consumo residencial em SE/CO (+6,99%) e S (+21,72%). Na comparação anual, esta classe apresentou queda de 5,44%. O setor comercial teve queda no consumo de 3,65% na comparação anual e 1,12% na comparação mensal. O único subsistema a apresentar aumento nesta classe na comparação mensal foi S (+8,20%), que acabou por amenizar um pouco a queda dos outros subsistemas.

O setor industrial teve uma queda de 9,20% na comparação anual, e na comparação mensal a queda foi de 6,51%. O consumo industrial atingiu no país o menor valor dos últimos 12 meses, influenciado pelos subsistemas SE/CO e NE, onde o consumo da classe industrial também se manteve no menor patamar do último ano.

A Sondagem Industrial do IBRE/FGV[19] mostra que o Índice de Confiança da Indústria – ICI avançou 2,6 pontos em janeiro de 2016, passando para 78,0 pontos, o maior nível desde março de 2015. Já o Nível de Utilização da Capacidade Instalada – NUCI recuou 1,1 ponto percentual, atingindo 73,9%, o menor nível da série histórica iniciada em 2001.

O consumo no mercado livre teve um aumento de 7,50% na comparação mensal e queda de 1,37% na comparação anual. Quase todos os setores apresentaram uma melhora no consumo este mês, com exceção de Serviços, Extração de Minerais Metálicos, Transporte, Bebidas e Telecomunicações. Na comparação com o mesmo mês do ano passado, quase todos apresentaram quedas, com exceção de Metalurgia e Produtos de Metal, Químicos e Bebidas.

Tabela 4.8: Consumo por Ramo de Atividade no Mercado Livre (MWmed)

	jan-16	jan-16/dez-15	jan-16/jan-15	Tendências 12 meses	dez-15	jan-15
Metalurgia e Produtos de Metal	3.085,42	22,43%	8,81%		2.520,20	2.835,73
Químicos	1.673,96	1,25%	3,24%		1.653,32	1.621,40
Minerais Não Metálicos	835,76	4,17%	-2,50%		802,32	857,19
Madeira, Papel e Celulose	912,66	7,98%	-5,94%		845,18	970,24
Manufaturados Diversos	773,88	14,58%	-6,14%		675,40	824,47
Alimentícios	815,77	0,90%	-1,60%		808,52	829,06
Veículos	448,15	24,36%	-15,62%		360,36	531,12
Serviços	502,89	-10,37%	-14,15%		561,05	585,79
Extração de Minerais Metálicos	675,87	-18,02%	-7,55%		824,41	731,08
Têxteis	327,33	34,38%	-16,96%		243,58	394,20
Comércio	273,12	8,97%	-0,87%		250,64	275,53
Transporte	196,73	-4,45%	-8,11%		205,89	214,10
Bebidas	155,18	-2,57%	3,37%		159,27	150,12
Saneamento	111,03	0,15%	-1,50%		110,87	112,72
Telecomunicações	98,54	-7,00%	-5,65%		105,96	104,45
Total Geral	10.886,28	7,50%	-1,37%		10.126,96	11.037,20

Fonte: Elaboração própria a partir de CCEE

[19] IBRE, FGV. Sondagem da Indústria de Transformação. Janeiro/2016. Disponível em: http://portalibre.fgv.br/main.jsp?lumChannelId=402880811D8E34B9011D92E5C726666F

c) *Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)*

Em janeiro de 2016, as hidrelétricas participantes do MRE geraram 45.721,21 MWmed, um aumento mensal de 6,16%. Apesar do aumento na geração, o aumento mensal de 27,00% na Garantia Física, fez com que o GSF tivesse queda mensal de 16,41%, passando de 93,8% para 78,4%. Na comparação anual, a queda foi mais discreta, 2,73%.

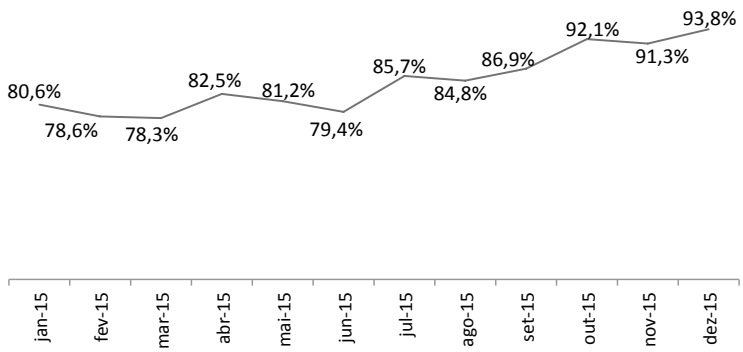
A ANEEL aprovou o parcelamento da dívida dos geradores hidrelétricos referentes ao GSF entre março e dezembro de 2015 em até 6 vezes. Esse valor é estimado em R$ 1,8 bilhão e será pago aos geradores térmicos com taxa de juros de 1% ao mês e será corrigido pelo IGPM. Os devedores terão de pagar pelo menos 1/6 da dívida a cada liquidação financeira na CCEE, a partir da liquidação de janeiro de 2016, que está marcada para os dias 18 e 19 de abril.

Tabela 4.9: Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

	jan-16	jan-16/dez-15	jan-16/jan-15	Tendências 12 meses	dez-15	jan-15
Energia Gerada (MWmed)	45.721,21	6,16%	-3,19%		43.068,92	47.229,39
Garantia Física (MWmed)	58.288,36	27,00%	-0,47%		45.894,59	58.566,53
Geração/Garantia Física	0,784	-16,41%	-2,73%		0,938	0,806

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE

Gráfico 4.2: Geração/Garantia Física no MRE



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE

d) *Mercado Atacadista: Preço de Liquidação das Diferenças-PLD*

Em fevereiro de 2016, o PLD médio mensal teve queda em todos os subsistemas. Nos subsistemas SE/CO, S e N a queda foi de 92,99% na comparação anual. Na comparação mensal, a redução nesses subsistemas foi de 15,46%, 15,34% e 52,51%, respectivamente, e todos chegaram ao valor de R$ 30,42/MWh, muito próximo do PLD mínimo de R$ 30,25. Esse resultado se deve a uma melhora da hidrologia associada a uma redução na demanda.

O subsistema N ainda apresenta valores altos, R$ 166,28/MWh, apesar de ter tido queda mensal de 46,90% e anual de 61,68%. Isso pode ser explicado pelo baixo nível dos reservatórios do NE, que estavam em 31,80% no mês em questão.

Tabela 4.10: PLD Médio Mensal – Preços Reais (R$/MWh)

	fev-16	fev-16/jan-16	fev-16/jan-15	Tendências 12 meses	jan-16	jan-15
SE/CO	30,42	-15,46%	-92,99%		35,98	433,94
S	30,42	-15,34%	-92,99%		35,93	433,94
NE	166,28	-46,90%	-61,68%		313,17	433,94
N	30,42	-52,51%	-92,99%		64,06	433,94

Fonte: Elaboração própria a partir de CCEE

e) *Tarifas de Energia Elétrica*

A Energisa Mato Grosso Distribuidora de Energia S/A (EMT, antiga CEMAT), que atende 1,3 milhão de unidades consumidoras em 141 municípios do MT, teve um reajuste de 7,58% na alta tensão e 9,11% na baixa tensão, totalizando um aumento médio de 8,60% nas tarifas.

Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL Paulista) teve um aumento de 6,56% na alta tensão e 8,23% na baixa tensão, totalizando um aumento médio de 7,55% para as 4,2 milhões de unidades consumidoras em 234 municípios de SP.

A Energisa Mato Grosso do Sul (EMS, antiga ENERSUL) atende 970mil unidades consumidoras em 73 municípios do MS. Seu reajuste foi de 6,75% na alta tensão e de 7,40% na baixa tensão, o que representou um aumento médio de 7,19% nas tarifas.

AES SUL Distribuidora Gaúcha de Energia S/A teve um reajuste negativo nas tarifas: -0,33% na alta tensão e -0,34% na baixa tensão, totalizando uma redução média de 0,34% para 1,3 milhão de unidades consumidoras localizadas em 118 municípios do RS.

A ANEEL prorrogou a vigência das tarifas de 21 concessionárias que tiveram seus contratos de concessão renovados: CEB-Dis (DF), CEEE-D (RS), Celesc-Dis (SC), Celg-D (GO), Cemig-D (MG), Chesp (GO), Cocel (PR), Cooperaliança (SC), Demei (RS), Dmed (MG), Eletrocar (RS), EMG - Energisa (MG), ENF - Energisa NF (RJ), Hidropan (RS), Iguaçu (SC), João Cesa (SC), Muxfeldt (RS), Santa Maria (ES), Sulgipe (SE), Uhenpal (RS), Urussanga (SC). Essas distribuidoras possuem agora novas datas de aniversário contratual.

Cinco empresas do grupo CPFL atuantes no estado de SP realizaram no período sua revisão tarifária periódica, que ocorre em média a cada quatro anos. Os índices médios de revisão tarifária entre a baixa e a alta tensão foram de: CPFL Jaguari +13,35%, CPFL Sul Paulista +12,82%, CPFL Mococa +9,02%, CPFL Leste Paulista +13,32% e CPFL Santa Cruz +7,15%. Essas alterações atingiram cerca de 425 mil unidades consumidoras.

Tabela 4.11: Reajuste Tarifário (Variação % Média)

Sigla	Concessionária	Estado	Reajuste	Vigência
EMT	Energisa Mato Grosso (antiga CEMAT)	MT	8,60%	08/04/2016 a 07/04/2017
CPFL-Paulista	Companhia Paulista de Força e Luz	SP	7,55%	08/04/2016 a 07/04/2017
EMS	Energisa Mato Grosso do Sul (antiga ENERSUL)	MS	7,19%	08/04/2016 a 07/04/2017
AES-SUL	AES SUL Distribuidora Gaúcha de Energia S/A	RS	-0,34%	19/04/2016 a 18/04/2017

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

Tabela 4.12: Revisão Tarifária Periódica (Variação % Média)

Sigla	Concessionária	Estado	Índice de Revisão Tarifária	Data
CPFL Jaguari	Companhia Jaguari de Energia	SP	13,25%	22/03/16
CPFL Sul Paulista	Companhia Sul Paulista de Energia	SP	12,82%	22/03/16
CPFL Mococa	Companhia Luz e Força Mococa	SP	9,02%	22/03/16
CPFL Leste Paulista	Companhia Paulista de Energia Elétrica	SP	13,32%	22/03/16
CPFL Santa Cruz	Companhia Luz e Força Santa Cruz	SP	7,15%	22/03/16

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL

Tabela 4.13: Próximos Reajustes

Sigla	Concessionária	Estado	Data
COELBA	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	BA	22/04
COELCE	Companhia Energética do Ceará	CE	22/04
COSERN	Companhia Energética do Rio Grande do Norte	RN	22/04
ESE	Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S.A.(ex-ENERGIPE)	SE	22/04
CELPE	Companhia Energética de Pernambuco	PE	29/04

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL

f) *Leilões*

O Leilão de Transmissão de Energia Elétrica 013/2015 foi realizado no dia 13 de abril de 2016. Foram ofertados 24 lotes, que totalizaram 36 linhas de transmissão, com 6.097 km, e 27 subestações de energia distribuídas por 18 estados: AL, BA, CE, ES, MA, MT, MG, PA, PB, PE, PI, RJ, RN, RS, SC, SP, SE e TO. A Receita Anual Permitida – RAP máxima de todo o certame foi de R$ 2,5 bilhões. Dez dos 24 lotes não receberam propostas. Dos 14 lotes arrematados, apenas 5 lotes foram disputados por mais de uma empresa. 7 lotes foram arrematados sem deságios. O deságio médio ponderado de todos os lotes arrematados foi de 2,96% e a RAP total foi de R$ 1,4 bilhões. Em geral, os lotes foram arrematados por empresas de menor porte e com pouca tradição nos leilões de transmissão, que puderam participar por conta de uma redução do tamanho dos lotes. Os lotes não arrematados serão novamente oferecidos em leilão a ocorrer em julho.

O Leilão A-5, marcado para 29 de abril, irá negociar empreendimentos a energia hidrelétrica na modalidade por quantidade e energia eólica, termelétrica a biomassa, gás natural em ciclo combinado e carvão na modalidade por disponibilidade. Para os contratos por quantidade, o preço-teto será de R$ 227,00/MWh. No caso das termelétricas, o preço será de R$ 251,00/MWh para biomassa e carvão, e R$ 290,00/MWh para gás natural. Para eólicas, será de R$ 223,00/MWh. Esses preços podem ser menores dependendo de o empreendimento possuir ou não outorga e/ou contrato.

Um leilão de transmissão é esperado para julho e dois leilões de reserva são esperados para julho e outubro.