

SETOR ELÉTRICO

A) MUNDO FÍSICO

a) *Disponibilidade*

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

	jan-16		jan-16/dez-15	jan-16/jan-15	Tendências 12 meses	dez-15		jan-15	
SE	79.702,00	127,07%	82,37%	271,29%		43.703,00	101,99%	21.466,00	38,05%
S	14.874,00	203,75%	-31,35%	-4,72%		21.667,00	293,51%	15.611,00	214,49%
NE	5.871,00	41,58%	104,64%	61,87%		2.869,00	28,16%	3.627,00	25,61%
N	4.995,00	30,16%	190,75%	-16,67%		1.718,00	29,17%	5.994,00	59,68%
Total	105.442,00	-	50,72%	125,80%		69.957,00	-	46.698,00	-

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

A disponibilidade hídrica, representada pela Energia Natural Afluente – ENA, aumentou substancialmente em janeiro deste ano em todo Sistema Interligado Nacional – SIN, 50,72% na comparação mensal, como mostra a Tabela 4.1. Apesar da queda de 31,35% na região S, esta apresentou bons resultados, com mais de 200% da MLT, bem como a região SE, que cresceu 82,37% com a MLT de 127%. As regiões NE e N apresentaram boa recuperação em relação a ENA e elevaram 104,64% e 190,75%, respectivamente, apesar de terem apresentado baixa MLT, 41,58% e 30,16%, respectivamente. Tais resultados refletem os impactos do fenômeno climático El Niño no SIN, sendo o vigente um dos mais fortes de um histórico desde 1950. Na comparação ano a ano, o total de ENA no SIN subiu 125,80%, mostrando que o verão do biênio 14/15 foi bem ruim em matéria de disponibilidade hídrica. SE aumentou 271,29%, diminuindo bastante o estresse hídrico que o sistema sofreu. A região S reduziu 4,72%, bem como N, com queda de 16,67%. Para NE, houve aumento de 61,87%.

b) *Oferta*

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

		jan-16	jan-16/dez-15	jan-16/jan-15	Tendências 12 meses	dez-15	jan-15
SE/CO	Hidráulica	20.752,56	13,16%	10,13%		18.338,42	18.844,36
	Nuclear	2.003,55	0,04%	2,81%		2.002,66	1.948,83
	Térmica	5.217,21	-15,78%	-23,10%		6.194,52	6.784,25
	Total	27.973,32	5,42%	1,44%		26.535,60	27.577,44
S	Hidráulica	11.238,15	-12,83%	-11,32%		12.892,13	12.673,17
	Térmica	775,77	17,89%	-48,51%		658,05	1.506,53
	Eólica	537,62	6,24%	174,46%		506,06	195,88
	Total	12.551,54	-10,70%	-12,69%		14.056,24	14.375,58
NE	Hidráulica	2.899,81	10,26%	-12,63%		2.629,86	3.318,82
	Térmica	3.217,62	-3,21%	-23,97%		3.324,50	4.231,79
	Eólica	1.204,77	-46,15%	-21,87%		2.237,41	1.541,94
	Total	7.322,20	-10,62%	-19,47%		8.191,77	9.092,55
N	Hidráulica	2.904,73	45,67%	-43,76%		1.994,00	5.164,60
	Térmica	2.004,14	-12,18%	-13,74%		2.282,07	2.323,50
	Total	4.908,87	14,80%	-34,44%		4.276,07	7.488,10
Itaipu		9.819,98	6,11%	13,90%		9.254,32	8.621,25
Total	Hidráulica	47.615,23	5,56%	-2,07%		45.108,73	48.622,20
	Térmica	13.218,29	-8,60%	-21,30%		14.461,80	16.794,90
	Eólica	1.742,39	-36,49%	0,26%		2.743,47	1.737,82
	Total	62.575,91	0,42%	-6,82%		62.314,00	67.154,92

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

A geração total de energia elétrica em todo SIN cresceu marginalmente, 0,42%, comparando janeiro deste ano com o mês anterior (Tabela 4.2). Devido ao aumento da disponibilidade hídrica, como observado na Tabela 4.1, a geração de energia hidráulica total elevou 5,56%. Tal resultado se deve ao aumento na geração hidráulica de todos os subsistemas, SE/CO 13,16%, NE 10,26%, N 45,67%, conjuntamente com Itaipu, 6,11%, excetuando S, que registrou queda de 12,83%. Com o aumento da geração hidráulica, a geração térmica pôde ser reduzida, 8,60%, causando alívio para setor e diminuindo o preço da energia do mercado de curto prazo. Chegando ao fim do maior período de geração eólica no SIN, normalmente entre setembro e dezembro, tal tipo de geração reduziu 36,49% sua contribuição. Já na comparação anual, a geração de energia elétrica reduziu 6,82%. Tal fato se dá pela redução da demanda de energia elétrica, muito pela queda da atividade econômica no país. Do total, a geração que mais reduziu foi a térmica, 21,30%, graças à redução do estresse sobre o SIN e o aumento da disponibilidade hídrica. A geração hidráulica também reduziu 2,07%. O aumento da geração eólica ainda na comparação anual se deve ao aumento da capacidade instalada através da entrada em operação de diversos parques eólicos.

c) *Demanda*

Tabela 4.3: Carga de Energia por Subsistema (MWmed)

	jan-16	jan-16/dez-15	jan-16/jan-15	Tendências 12 meses	dez-15	jan-15
SE/CO	36.564,89	-0,25%	-9,95%		36.656,66	40.605,54
S	11.252,84	10,17%	-2,91%		10.214,04	11.590,45
NE	9.591,54	-4,70%	-3,83%		10.064,79	9.973,58
N	5.139,22	-4,49%	2,93%		5.380,96	4.992,72
Total	62.548,49	0,37%	-6,87%		62.316,45	67.162,29

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

De acordo com o boletim de carga do ONS de janeiro/16, o aumento da disponibilidade hídrica com a ocorrência de chuvas acompanhada de temperaturas amenas, bem como o baixo desempenho da atividade econômica tiveram impacto negativo no comportamento da carga do SIN que cresceu marginalmente na comparação mensal, 0,37% (Tabela 4.3). Os subsistemas SE/CO, NE e N reduziram a demanda, 0,25%, 4,70% e 4,49%, respectivamente, sendo que somente S teve aumento, 10,17%. Na comparação ano a ano, a evidência na queda da carga foi maior, 6,87%. O subsistema que mais reduziu foi SE/CO, com 9,95%, seguido de NE e S, 3,83% e 2,91%, respectivamente. Somente N teve aumento, 2,93%, e foi devido a conexão do sistema Macapá ao SIN.

d) *Intercâmbio de Energia Elétrica*

Tabela 4.4: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)

	jan-16	jan-16/dez-15	jan-16/jan-15	Tendências 12 meses	dez-15	jan-15
S - SE/CO	1.296,23	-66,29%	-53,58%		3.844,67	2.792,49
Internacional - S	3,25	-231,58%	-144,16%		-2,47	-7,36
N - NE	0,00	-	-100,00%		0,00	704,17
N - SE/CO	-233,44	78,87%	-113,03%		-1.104,89	1.791,21
SE/CO - NE	2.289,72	22,25%	1194,72%		1.873,02	176,85

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

O intercâmbio de energia de S para SE/CO reduziu 66,29% na comparação mês a mês, como expõe a Tabela 4.4, muito pelo aumento significativo da disponibilidade hídrica de SE/CO e redução e S (Tabela 4.1). Ocorreu intercâmbio internacional de energia por S, chegando a 3,25 MWmed no mês de análise. Devido ao fato de que a geração de energia elétrica ficou abaixo da demanda de energia, SE/CO enviou 233,44 MWmed para N e 2.289,72 MWmed.

e) *Estoque*

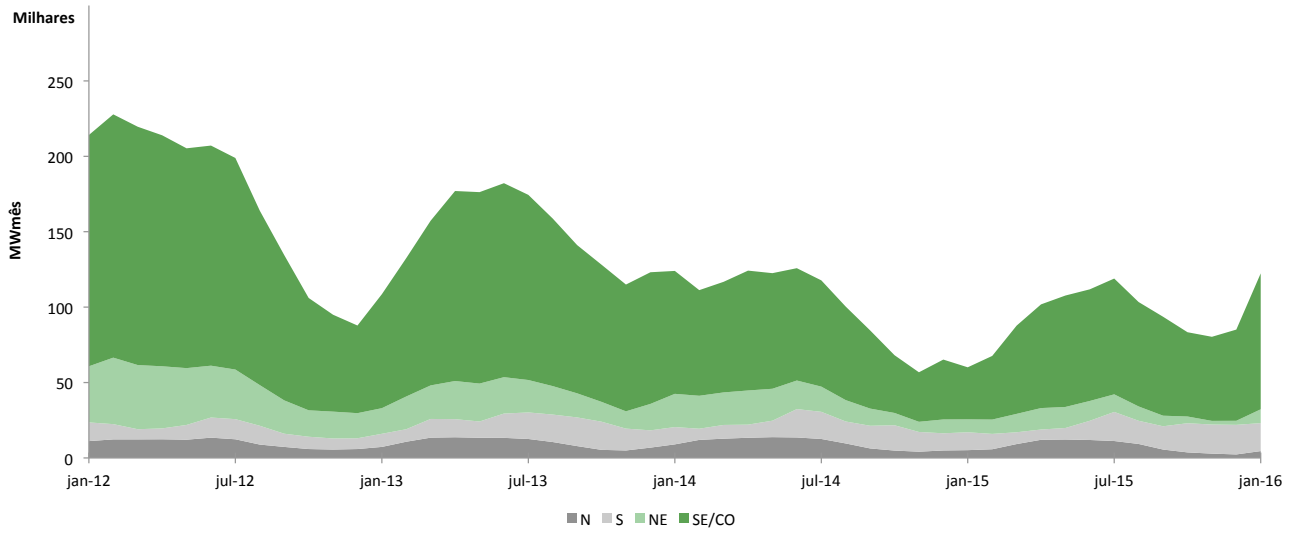
Tabela 4.5: Energia Armazenada-EAR (MWmês)

	jan-16		jan-16/dez-15	jan-16/jan-15	Tendências 12 meses	dez-15		jan-15	
SE/CO	90.138,00	44,43%	49,02%	161,16%		60.489,00	29,82%	34.515,00	16,84%
S	18.577,00	93,08%	-5,36%	56,08%		19.630,00	98,36%	11.902,00	59,58%
NE	9.116,00	17,60%	241,68%	7,11%		2.668,00	5,15%	8.511,00	16,41%
N	4.536,00	30,16%	96,02%	-11,75%		2.314,00	15,38%	5.140,00	34,70%
Total	122.367,00	42,24%	43,79%	103,71%		85.101,00	29,38%	60.068,00	20,60%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Com o aumento da disponibilidade hídrica no verão do biênio 15/16 e com um crescimento mensal da demanda bem baixo (Tabela 4.3), os reservatórios do SIN aumentaram 43,79%, chegando a 42,24% do volume máximo. Excetuando S, com queda de 5,36%, todos os subsistemas elevaram o nível de seus reservatórios: SE/CO 44,43%, NE 241,68% e N 96,02%. Cabe ressaltar a expressiva recuperação de NE, que apresentava 5,15% volume em dezembro/15 e chegou a 17,60% em janeiro/16, graças ao aumento da disponibilidade hídrica na região e a possibilidade de intercâmbio de energia elétrica entre os diversos subsistemas. Na comparação ano a ano, o nível dos reservatórios praticamente dobrou, com aumento de 103,71%, graças à manobra operativa adotada pelo ONS ao longo de 2015.

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

B) MUNDO CONTRATUAL

A edição passada do Boletim de Conjuntura Energética, não apresentou as análises de Oferta de energia, Mecanismo de Realocação de Energia – MRE e Demanda no Mercado Livre referentes ao mês de outubro. Nesses casos, será feita uma análise conjunta dos dados de outubro e novembro.

a) *Oferta*

Tabela 4.6: Geração Total por Fonte (MWmed)*

	nov-15	nov-15/out-15	nov-15/nov-14	Tendências 12 meses	out-15	nov-14
Hidráulica > 30MW	40.553,34	-1,32%	0,62%		41.096,48	40.304,46
Térmica a Gás	6.677,04	-1,81%	-10,04%		6.800,41	7.422,40
Térmica a Óleo	1.720,96	1,23%	-41,89%		1.700,07	2.961,64
Térmica bi-Combustível - gás/óleo	550,85	-5,14%	2,42%		580,73	537,85
Térmica a Carvão Mineral	1.686,56	-5,79%	-7,27%		1.790,12	1.818,75
Térmica Nuclear	1.816,09	185,61%	1,25%		635,86	1.793,74
Total Térmica Convencional	12.451,50	8,21%	-14,33%		11.507,19	14.534,37
Total Convencional	53.004,85	0,76%	-3,34%		52.603,67	54.838,83
Eólica	2.629,59	-17,80%	50,56%		3.199,03	1.746,57
Hidráulica CGH	84,39	19,39%	23,34%		70,68	68,42
Hidráulica PCH	2.415,91	12,38%	10,79%		2.149,83	2.180,57
Térmica a Biomassa	2.982,01	-19,73%	0,71%		3.714,75	2.961,05
Total Alternativa	8.111,89	-11,19%	16,61%		9.134,29	6.956,62
Térmica - Outros	449,87	-9,00%	28,02%		494,35	351,42
Total	61.566,61	-1,07%	-0,93%		62.232,31	62.146,87

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE

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

A geração total do mês de outubro de 2015 foi de 62.232,31 MWmed, 2,18% a mais do que em setembro de 2015. Já em novembro, houve queda de 1,07% com relação a outubro, totalizando 61.566,61 MWmed. Com relação a novembro de 2014, houve uma queda discreta de 0,93%.

A geração por fontes térmicas convencionais teve uma queda mensal de 9,44% em outubro, totalizando 11.507,19 MWmed. Esse resultado foi influenciado principalmente pela queda no desempenho das usinas nucleares no mês, quando geraram apenas 635,86 MWmed, uma redução mensal de 56,14%. Isso aconteceu porque a central de Angra 2, que representa 2/3 da capacidade nuclear instalada do país, esteve desligada entre os dias 26 de setembro e 27 de outubro para parada programada para reabastecimento de combustível e manutenção. A geração por essa fonte foi retomada em novembro, quando o crescimento mensal foi de 185,61% e anual de 1,25%. Em novembro de 2015, a geração térmica convencional teve aumento mensal de 8,21%. Já na comparação anual, houve queda de 14,33%, influenciada pelas quedas na geração a gás (-10,04%) e a óleo (-41,89%).

A geração hidráulica teve um aumento de 5,32% entre setembro e outubro, porém teve queda de 1,32% entre outubro e novembro. Este tipo de geração permaneceu relativamente constante na comparação anual. O início do período úmido em novembro traz uma expectativa de aumento dessa fonte, que se manifestou nas usinas a fio d'água. As PCHs seguem aumentando desde setembro, tendo atingido 2.415,91 MWmed em novembro de 2015, valor 12,38% maior do que no mês anterior, e 10,79% maior do que no mesmo mês de 2014.

A fonte eólica em novembro apresentou queda mensal de 17,80%, mas aumento anual de 20,56%. Já as térmicas a biomassa apresentaram queda mensal de 19,73%, influenciada pelo fim da colheita da cana de açúcar. A geração alternativa total teve queda mensal de 11,19%, mas um aumento anual de 16,61%, o que pode indicar uma priorização dessas fontes por parte do governo.

b) *Demanda*

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

		nov-15	nov-15/out-15	nov-15/nov-14	Tendências 12 meses	out-15	nov-14
Sistemas Isolados	Residencial	252,03	1,31%	9,57%		248,78	230,01
	Industrial	24,49	7,94%	-4,42%		22,69	25,62
	Comercial	102,63	6,08%	10,46%		96,75	92,91
	Outros	119,33	-1,39%	-3,30%		121,01	123,40
	Total	**498,49**	**1,89%**	**5,62%**		**489,23**	**471,95**
N	Residencial	1.147,42	3,44%	15,86%		1.109,26	990,35
	Industrial	1.748,07	-0,96%	-10,14%		1.765,01	1.945,39
	Comercial	568,53	-0,06%	5,89%		568,89	536,92
	Outros	487,27	0,51%	5,47%		484,78	462,00
	Total	**3.951,29**	**0,59%**	**0,42%**		**3.927,94**	**3.934,66**
NE	Residencial	2.672,18	4,92%	-0,32%		2.546,85	2.680,77
	Industrial	2.607,94	0,58%	-6,44%		2.592,78	2.787,37
	Comercial	1.529,56	6,11%	1,35%		1.441,46	1.509,23
	Outros	1.732,01	4,89%	5,09%		1.651,34	1.648,18
	Total	**8.541,68**	**3,76%**	**-0,97%**		**8.232,44**	**8.625,56**
SE/CO	Residencial	9.142,88	2,89%	-2,95%		8.886,14	9.420,44
	Industrial	11.346,22	2,03%	-7,73%		11.120,85	12.296,75
	Comercial	6.906,37	6,08%	-1,64%		6.510,47	7.021,43
	Outros	4.783,35	3,54%	0,14%		4.619,76	4.776,67
	Total	**32.178,82**	**3,35%**	**-3,99%**		**31.137,22**	**33.515,29**
S	Residencial	2.240,19	3,40%	-9,41%		2.166,55	2.472,86
	Industrial	3.581,40	4,99%	-8,64%		3.411,28	3.920,25
	Comercial	1.683,17	4,54%	-11,10%		1.609,99	1.893,38
	Outros	1.685,20	5,39%	-9,24%		1.599,08	1.856,81
	Total	**9.189,96**	**4,59%**	**-9,40%**		**8.786,90**	**10.143,30**
Total	Residencial	15.454,70	3,32%	-2,15%		14.957,57	15.794,44
	Industrial	19.308,12	2,09%	-7,95%		18.912,63	20.975,38
	Comercial	10.790,26	5,50%	-2,38%		10.227,57	11.053,86
	Outros	8.807,17	3,91%	-0,68%		8.475,97	8.867,07
	Total	**54.360,24**	**3,40%**	**-4,11%**		**52.573,73**	**56.690,75**

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 no Brasil em novembro de 2015 teve um aumento mensal de 3,40%, apesar da redução anual de 4,11%. O total foi de 54.360,26 MWmed, influenciado principalmente pelo resultado do subsistema SE/CO, o que apresenta maior consumo e apresentou tendência semelhante.

O consumo residencial total do país teve aumento mensal em todos os subsistemas. No país, o aumento mensal foi de 2,32%, porém houve redução anual de 2,15%. O setor industrial também teve um aumento mensal em todos os subsistemas, com exceção de N, totalizando um aumento mensal total de 2,09%. Na comparação anual, porém, a queda foi expressiva, de 7,95%. O setor comercial teve aumento mensal de 5,50% e queda anual de 2,38%.

Segundo o Boletim de Carga do ONS[1], o comportamento da carga continua sob efeito do baixo desempenho da atividade econômica, taxas de juros e de desemprego elevadas e queda da renda real com o impacto da inflação.

O aumento das tarifas de eletricidade também tem impactado o consumo, especialmente nos subsistemas SE/CO e S.

A Sondagem Industrial do IBRE/FGV[2] mostra que o Índice de Confiança da Indústria – ICI passou de 76,2 em outubro para 74,8 pontos em novembro de 2015. Já o Nível de Utilização da Capacidade Instalada – NUCI atingiu o mínimo histórico em novembro, ao chegar a 74,6%.

O consumo da classe industrial no mercado livre teve um aumento de 2,24% entre setembro e outubro de 2015, se estabilizando em novembro, quando teve um discreto aumento mensal de 0,39%. Na comparação anual, a queda foi de 1,58% entre novembro de 2015 e o mesmo mês do ano anterior. Apenas três setores tiveram aumento de consumo tanto na comparação mensal quanto anual: Metalurgia e Produtos de Metal, Extração de Minerais Metálicos e Bebidas.

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

	nov-15	nov-15/out-15	nov-15/nov-14	Tendências 12 meses	out-15	nov-14
Metalurgia e Produtos de Metal	2.948,54	0,51%	1,13%		2.933,47	2.915,61
Químicos	1.570,74	-1,86%	-3,37%		1.600,47	1.625,51
Minerais Não Metálicos	869,07	0,24%	-12,85%		866,99	997,21
Madeira, Papel e Celulose	942,62	4,42%	-2,91%		902,70	970,86
Manufaturados Diversos	821,07	-0,20%	-7,80%		822,69	890,55
Alimentícios	852,41	-0,98%	0,88%		860,84	844,98
Veículos	490,90	-2,02%	-15,69%		501,04	582,26
Serviços	558,02	2,33%	-2,53%		545,33	572,52
Extração de Minerais Metálicos	830,21	3,22%	39,71%		804,31	594,24
Têxteis	393,26	-3,29%	-9,51%		406,64	434,59
Comércio	255,66	2,32%	-1,11%		249,87	258,54
Transporte	195,36	-2,05%	-4,92%		199,45	205,47
Bebidas	155,67	9,09%	2,99%		142,69	151,15
Saneamento	106,97	-4,77%	-9,14%		112,32	117,73
Telecomunicações	98,07	0,90%	-6,87%		97,20	105,31
Total Geral	11.088,58	0,39%	-1,58%		11.046,01	11.266,55

Fonte: Elaboração própria a partir de CCEE

[1] Operador Nacional do Sistema (ONS). Boletim de Carga Mensal. Novembro/2015. Disponível em: http://www.ons.org.br/analise_carga_demanda/index.aspx

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

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

No mês de outubro de 2015, as hidrelétricas participantes do MRE geraram 42.357,08 MWmed, o que representou 92,1% de sua garantia física. Esse foi o melhor resultado dos últimos 12 meses. Em novembro de 2015, a geração e garantia física permaneceram relativamente constantes, tendo sofrido variações de -0,81% e +0,04%. O Generation Scalling Factor – GSF foi de 91,3% nesse mês, uma redução de 0,86% na comparação mensal e um aumento de 4,09% na comparação anual.

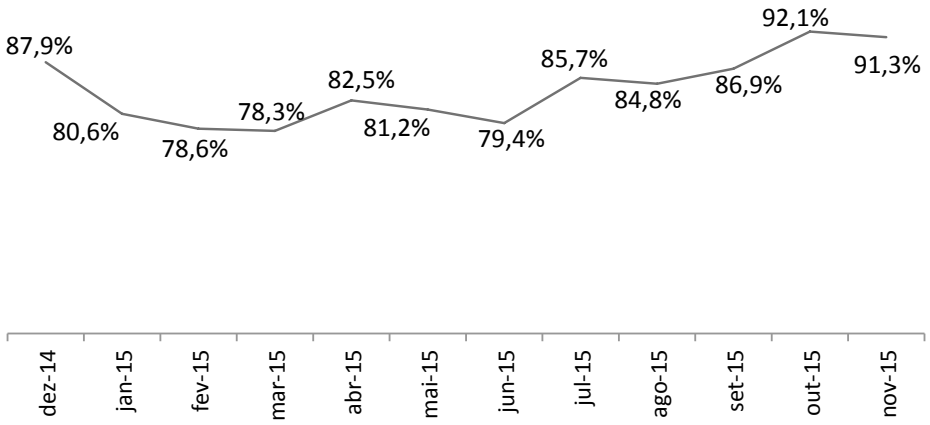
A MP688/2015 foi aprovada e convertida na Lei 13.203/2015, em dezembro de 2015. Até 14 de janeiro, 51 empreendimentos haviam aderido à proposta no ambiente regulado. No ambiente de contração livre, nenhuma empresa aderiu à proposta. A adesão exigia que as empresas retirassem quaisquer ações judiciais, o que permitiu que as liquidações do Mercado de Curto Prazo – MCP fossem retomadas. As liquidações de outubro e novembro de 2015 aconteceram de forma conjunta nos dias 11 e 12 de fevereiro de 2016, com uma inadimplência de 60,9%. Do total, 58,66% estão relacionados a decisões judiciais referentes ao GSF. As liquidações de dezembro serão realizadas em março.

Tabela 4.9: Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

	nov-15	nov-15/out-15	nov-15/nov-14	Tendências 12 meses	out-15	nov-14
Energia Gerada (MW med)	42.357,08	-0,81%	0,48%		42.703,66	42.152,86
Garantia Física (MW med)	46.379,19	0,04%	-3,47%		46.358,44	48.045,36
Geração/Garantia Física	0,913	-0,86%	4,09%		0,921	0,877

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*

No mês de dezembro de 2015, o PLD médio mensal teve queda em todos os subsistemas, SE/CO (-43,33%), S (-42,22%) e N (-35.83%) na comparação com o mês anterior, com exceção do subsistema NE (+9,25%), onde o PLD aumentou por conta das baixas afluências. Os preços-limite foram atualizados, tendo o PLD máximo aumentado de R$ 388,48/MWh em 2015 para R$ 422,56/MWh em 2016, enquanto o PLD mínimo se manteve em R$ 30,25/MWh.

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

	dez-15	dez-15/nov-15	dez-15/dez-14	Tendências 12 meses	nov-15	dez-14
SE/CO	116,08	-43,33%	-82,55%		204,82	665,38
S	110,55	-41,22%	-83,39%		188,07	665,38
NE	303,22	9,25%	-54,43%		277,54	665,38
N	166,89	-35,83%	-74,92%		260,07	665,38

Fonte: Elaboração própria a partir de CCEE

e) *Tarifas de Energia Elétrica*

A ANEEL prorrogou o prazo de vigência das tarifas das distribuidoras do grupo CPFL que teriam suas revisões tarifárias em 3 de fevereiro: Companhia Luz e Força de Mococa (CPFL Mococa), Companhia Jaguari de Energia (CPFL Jaguari), Companhia Leste Paulista de Energia (CPFL Leste Paulista), Companhia Luz e Força Santa Cruz (CPFL Santa Cruz) e Companhia Sul Paulista de Energia (CPFL Sul Paulista). A manutenção das tarifas deve-se às novas datas de aniversário dessas concessões, definidas nos contratos de concessão prorrogados ao final de 2015. A nova data para as movimentações tarifárias dessas empresas é 22 de março.

A concessionária Energisa Borborema Distribuidora de Energia S.A – EBO, que atende 204 mil unidades consumidoras no estado da PB teve um aumento de tarifa de 5,97% na alta tensão e 7,47% na baixa tensão, totalizando um aumento médio de 6,91%.

Tabela 4.11: Reajuste Tarifário (Variação % Média)

Sigla	Concessionária	Estado	Reajuste	Vigência
EBO	Energisa Borborema – Distribuidora de Energia S.A. (ex-CELB)	PB	6,91%	04/02/2016 a 03/02/2017

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

Tabela 4.12: Próximos Reajustes

Sigla	Concessionária	Estado	Data
AMPLA	Ampla Energia e Serviços S/A	RJ	15/mar
CEMAT	Centrais Elétricas Matogrossenses S/A.	MT	08/abr
CEMIG-D	CEMIG Distribuição S/A	MG	08/abr
CPFL-Paulista	Companhia Paulista de Força e Luz	SP	08/abr
ENERSUL	Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S/A.	MS	08/abr
AES-SUL	AES SUL Distribuidora Gaúcha de Energia S/A.	RS	19/abr
UHENPAL	Usina Hidroelétrica Nova Palma Ltda.	TO	19/abr

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL

f) *Leilões*

O preço da energia das 29 usinas hidrelétricas leiloadas no dia 25 de novembro do ano passado puxou para cima o custo médio da energia incluída no sistema de cotas, que aumentou 70,36%, passando de R$ 35,82/MWh para R$ 61,02/MWh, segundo cálculo divulgado pela ANEEL. Apesar de essas usinas estarem amortizadas, a decisão de cobrar pelas outorgas fará com que o custo da bonificação pago ao Tesouro seja diluído no custo médio da energia gerada e pago ao empreendedor ao longo dos 30 anos de concessão.

O Leilão A-5, marcado para 31 de março, prevê a entrega de energia a partir de 2021. Serão negociados empreendimentos hidrelétricos na modalidade por quantidade e empreendimentos de geração a partir de termelétricas a biomassa, gás e carvão e eólicas na modalidade por disponibilidade.

O "mega leilão" de transmissão que estava previsto para março de 2016 será dividido em dois leilões. O primeiro deles, o Leilão de Transmissão 13/2015 tem data prevista para 13 de abril. Serão leiloados 24 lotes com 6.500km de linhas de linhas de transmissão. O Tribunal de Contas da União – TCU determinou que fosse recalculada a Receita Anual Permitida – RAP máxima dos lotes, para torná-los mais atrativos. O valor das RAP máximas após o reajuste totalizou R$ 2,5 bilhões. O segundo leilão de transmissão será realizado em julho.