

Setor Elétrico

*Por André Lawson, Guilherme Pereira e Mariana Weiss**

DISPONIBILIDADE

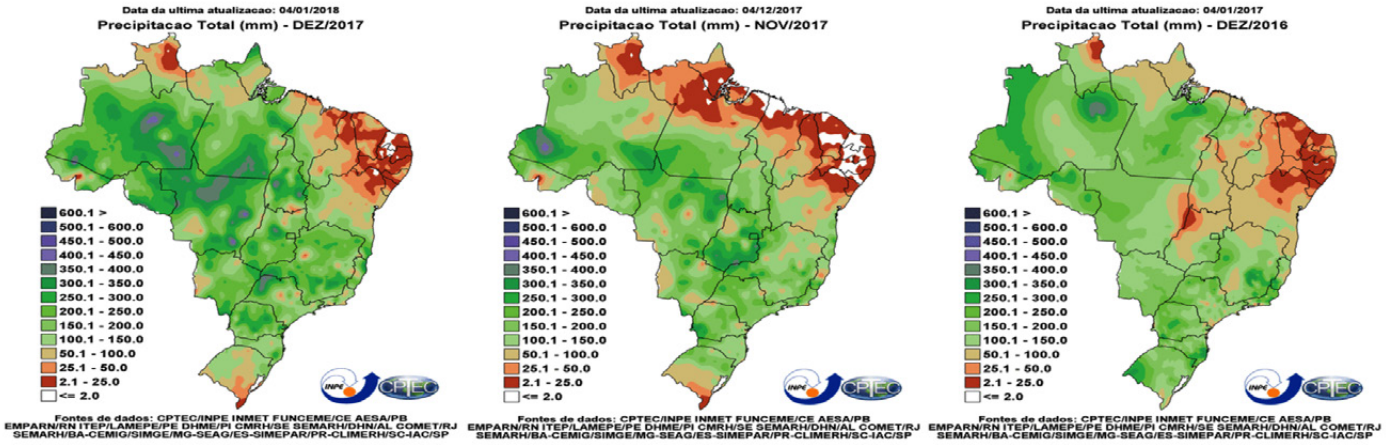
Tabela 5.1: Energia Natural Afluente-ENA e a Relação com as Respectivas MLTs (MWmed)

	dez-17		dez-17/nov-17	dez-17/dez-16	Tendências	nov-17		dez-16	
SE/CO	44.512,00	95,03%	41,33%	21,26%		31.494,00	102,65%	36.708,00	78,17%
S	6.554,00	86,33%	-45,79%	-12,10%		12.089,00	127,41%	7.456,00	98,18%
NE	5.528,00	55,10%	318,47%	1,08%		1.321,00	24,32%	5.469,00	54,23%
N	4.417,00	74,40%	138,50%	50,60%		1.852,00	58,16%	2.933,00	50,00%
SIN	61.011,00	-	30,49%	16,07%		46.756,00	-	52.566,00	-

* Tendências nos últimos 12 meses
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

O Sistema Interligado Nacional (SIN) registrou entre os meses de novembro e dezembro de 2017 alta de 30,49% na disponibilidade hídrica, representada pela Energia Natural Afluente (ENA), conforme Tabela 5.1. À exceção do subsistema S, que registrou queda de 45,79%, todos os outros apresentaram aumento expressivo no volume registrado: 41,33% no SE, 318,47% no NE e 138,50% no N. A Figura 5.1 ilustra a ocorrência pluviométrica no país, por onde se pode observar o aumento geral na precipitação, com a quase extinção da área cujo registro foi inferior a 2.0 mm no NE e o surgimento de pontos acima de 400.1 mm no N e SE/CO. O aumento nos índices pluviométricos está de acordo com a tendência para essa época do ano, no entanto, através dos valores da Média de Longo Termo (MLT), observa-se que as vazões naturais foram inferiores à média em todos os subsistemas (95,03% no SE/CO, 86,33% no S, 55,10% no NE e 74,4% no N), comportamento similar ao que já vinha ocorrendo nos meses anteriores.

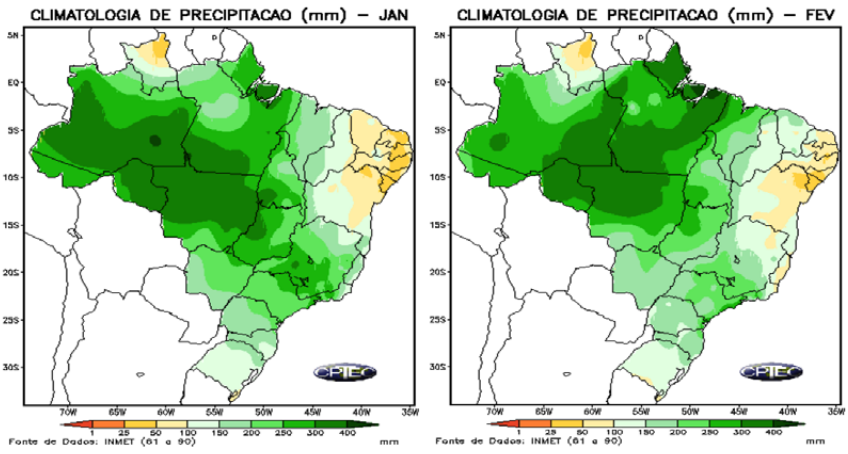
Figura 5.1: Mapas de Ocorrência de Pluviosidade no Brasil para out/17, set/17 e out/16



Fonte: CPTEC/INPE

Na comparação anual, observou-se aumento de 16,07% na ENA total. O subsistema S foi o único que registrou queda (-12,10%). SE/CO e N apresentaram alta considerável (+21,26% e +50,60%, respectivamente), enquanto o NE ficou praticamente estável (+1,08%). A Figura 5.2 apresenta a pluviosidade média dos meses de janeiro e fevereiro. Como esses meses fazem parte do período úmido, a expectativa é de que a precipitação se mantenha elevada, principalmente nos subsistemas SE/CO e N.

Figura 5.2: Mapas de Pluviosidade Média no Brasil para janeiro e fevereiro



Fonte: CPTEC/INPE

DEMANDA

Tabela 5.2: Consumo de Energia por Subsistema (MWmed) *

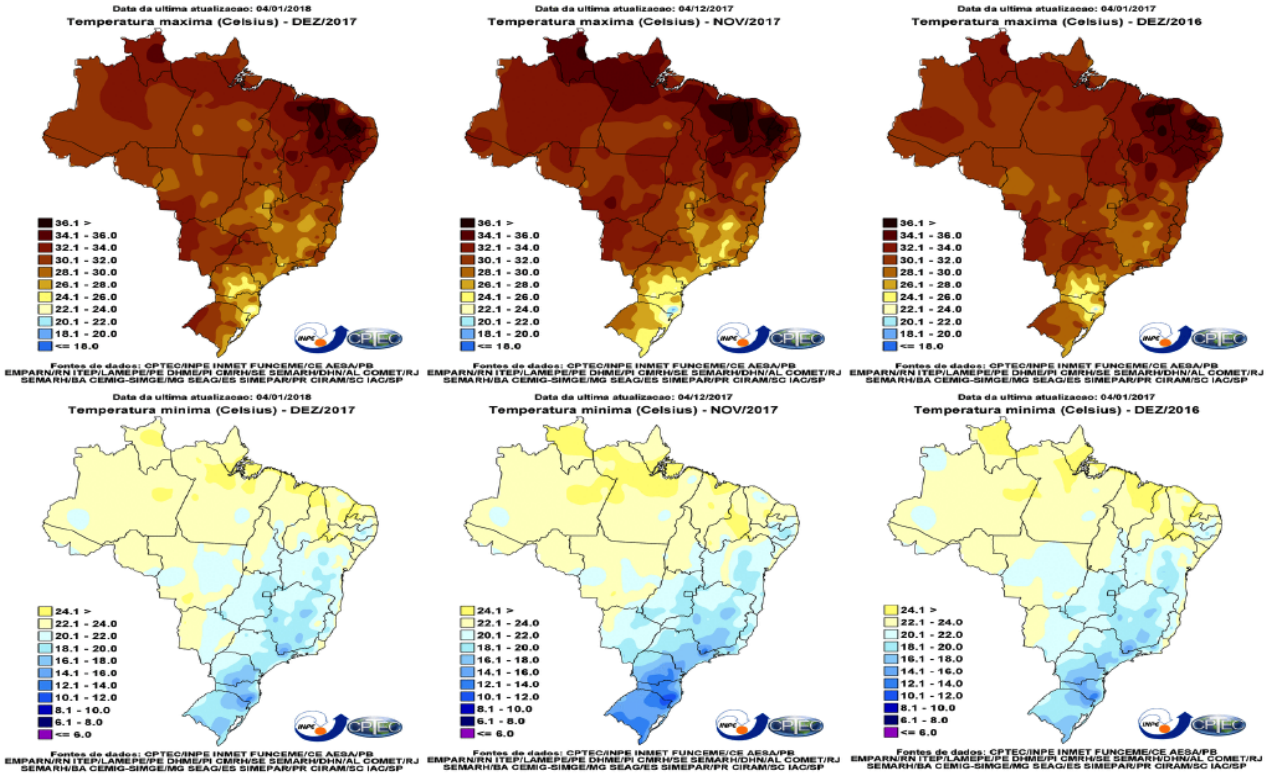
	dez-17	dez-17/nov-17	dez-17/dez-16	Tendências	nov-17	dez-16
SE/CO	38.219,08	0,14%	1,65%		38.163,79	37.599,10
S	11.709,42	4,70%	3,38%		11.183,54	11.326,99
NE	11.011,92	0,52%	1,81%		10.954,64	10.816,49
N	5.673,42	-0,26%	5,63%		5.688,30	5.370,99
SIN	66.613,85	0,94%	2,30%		65.990,28	65.113,57

* Tendências nos últimos 12 meses
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

A carga de energia do SIN apresentou crescimento de 0,94% na comparação mensal e de 2,30% na comparação anual (Tabela 5.2). Em relação ao mês anterior, com exceção do N que apresentou uma ligeira queda de sua demanda (-0,26%), os subsistemas SE/CO, S e NE aumentaram sua carga em 0,14%, 4,70% e 0,52%, respectivamente. Já na comparação anual, todos os subsistemas apresentaram crescimento de sua carga (SE/CO +1,65%, S +3,38, NE +1,81%, N +5,63%).

Na comparação mensal, o aumento da carga de energia do SE/C e S pode ser associado a temperaturas máximas mais altas ao longo do mês de dezembro, segundo dados do Instituto Nacional de Meteorologia - INMET (Figura 5.3). Isso pode ter propiciado um maior uso de aparelhos de ar condicionado e consequentemente um maior consumo de energia elétrica nos subsistemas. Por outro lado, no N, entre novembro e dezembro, houve uma pequena queda de temperaturas que podem ter colaborado para uma pequena redução do consumo de energia. O NE, por sua vez, apesar de ter registrado temperaturas mais amenas, apresentou crescimento da demanda de energia, o que pode ser explicado pelo aquecimento das atividades de turismo decorrente do início do período de férias.

Figura 5.3: Mapas de Temperatura Máxima e Mínima no Brasil para set/17, ago/17 e set/16.



Fonte: CPTEC/INPE

Cabe ressaltar ainda que o aumento na carga de energia entre novembro e dezembro de 2017 também podem estar atreladas ao fato de a bandeira tarifária ter passado de vermelha patamar 2 para vermelha patamar 1 ao longo do período. É importante lembrar que as bandeiras tarifárias não se caracterizam como um custo extra para o consumidor, mas, sim, como um mecanismo de sinalização do custo real da geração de energia no mês de exercício. Ou seja, como era previsto para dezembro de 2017, GFS[15] abaixo de 1 (0,87) e PLD de R$ 201,51/MWh, foi acionada a bandeira vermelha patamar 1 de forma a sinalizar que a população deveria consumir energia elétrica de forma mais consciente.

Na comparação anual, o crescimento do consumo de energia pode ser explicado pela melhoria significativa da maioria dos indicadores econômicos. Segundo a Sondagem Empresarial do IBRE/FGV[16], que consolida informações sobre os macrossetores Indústria, Serviços, Comércio e Construção, o Índice de Confiança Empresarial teria passado de 79,1 para 93,4 pontos e o Índice de Percepção de Situação Atual Empresarial de 73,0 para 87,9 entre dezembro de 2016 e dezembro de 2017. Além disso, é importante destacar que o Indicador de Incerteza da Economia (IIE-Br), também desenvolvido pelo IBRE/FGV[17], caiu 29,0 pontos em relação a dezembro de 2016. Estes indicadores sugerem uma tendência de recuperação da economia brasileira que pode ser acompanhada pelo reaquecimento da demanda de energia nos próximos meses.

OFERTA

Acompanhando o comportamento da carga, a geração total de energia no SIN no mês de dezembro apresentou leve alta com relação ao mês anterior (+ 1,30%), de acordo com a Tabela 5.4. Conforme pode-se observar, a geração hídrica aumentou sua participação em 12,44%, consequência do aumento do volume pluviométrico esperado relativo ao período úmido, que ocorre entre os meses de novembro e abril. Mesmo com a queda de 8,59% da geração eólica, o aumento da participação hídrica permitiu a redução da geração térmica em 23,55%, o que levou à queda de 25,23% do fator de emissão de gases de efeito estufa (GEE), conforme Tabela 5.5.

15 O GSF (em inglês, Generation Scaling Factor) corresponde à razão entre a previsão de geração hidráulica total do MRE, sinalizada pelo Programa Mensal da Operação (PMO), e o volume médio de garantia física sazonalizada pelos agentes de geração, segundo os preceitos da Resolução nº 584/2013;

16 IBRE, FGV. Índice de Confiança Empresarial. Disponível em: http://portalibre.fgv.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=8A7C82C5593FD36B015D0801580E6FA0

17 IBRE, FGV. Indicador de Incerteza da Economia Brasileira. Disponível em: http://portalibre.fgv.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=8A7C82C5593FD36B015CF369B58B583A

Tabela 5.4: Geração de Energia Despachada por Subsistema e por Tipo (MWmed)

		dez-17	dez-17/nov-17	dez-17/dez-16	Tendências	nov-17	dez-16
SE/CO	Hidráulica	23.368,77	30,50%	-0,05%		17.907,07	23.379,33
	Nuclear	1.809,75	-9,72%	52,64%		2.004,56	1.185,61
	Térmica	5.688,21	-31,27%	33,65%		8.276,53	4.256,18
	Eólica	8,19	-15,52%	-1,59%		9,70	8,33
	Solar	52,83	34,02%	12294,93%		39,42	0,43
	Total	30.927,75	9,53%	7,28%		28.237,28	28.829,87
S	Hidráulica	7.286,25	-22,60%	-22,84%		9.414,30	9.442,79
	Térmica	1.032,13	-29,04%	-2,25%		1.454,59	1.055,84
	Eólica	797,12	11,73%	50,22%		713,44	530,63
	Solar	0,60	-1,79%	-4,37%		0,61	0,62
	Total	9.116,10	-21,30%	-17,35%		11.582,94	11.029,89
NE	Hidráulica	1.725,81	10,17%	-26,62%		1.566,55	2.351,84
	Térmica	2.901,21	-12,03%	14,72%		3.297,87	2.528,89
	Eólica	4.113,63	-11,51%	15,12%		4.648,64	3.573,47
	Solar	155,85	6,89%	6842,89%		145,81	2,24
	Total	8.896,50	-7,89%	5,20%		9.658,86	8.456,44
N	Hidráulica	4.597,25	72,27%	-1,89%		2.668,61	4.685,95
	Térmica	2.511,00	-11,64%	41,87%		2.841,85	1.769,93
	Eólica	159,31	-13,35%	-		183,87	0,00
	Solar	0,00	-	-		0,00	0,00
	Total	7.267,57	27,63%	12,57%		5.694,33	6.455,88
Itaipu		10.349,25	-1,74%	0,39%		10.532,80	10.309,37
Total	Hidráulica	47.327,33	12,44%	-5,66%		42.089,33	50.169,28
	Nuclear	1.809,75	-9,72%	52,64%		2.004,56	1.185,61
	Térmica	12.132,55	-23,55%	26,24%		15.870,84	9.610,83
	Eólica	5.078,26	-8,59%	23,49%		5.555,64	4.112,43
	Solar	209,28	12,62%	6250,67%		185,84	3,30
SIN		66.557,18	1,30%	2,27%		65.706,21	65.081,45

* Tendências nos últimos 12 meses
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Quando comparado com o mesmo mês do ano anterior, observa-se redução da geração hídrica no SIN (-5,66%), reflexo do baixo volume pluviométrico observado ao longo de 2017 e do baixo volume nos reservatórios, o que demandou o aumento da participação das termelétricas em 26,24%. A geração eólica, por sua vez, apresentou aumento de 23,49%, em consequência do incremento de 2.155,7 MW[31] na capacidade instalada ao longo do ano. Já o aumento expressivo da geração nuclear (+52,64%) se deu em decorrência da parada para manutenção e reabastecimento de combustível da usina de Angra 2, ocorrida entre 14 de novembro e 19 de dezembro de 2016, período em que esteve desconectada do SIN.

Tabela 5.5: Fator de Emissão de GEE (tCO_2/MWh)

	dez-17	dez-17/nov-17	dez-17/dez-16	Tendências	nov-17	dez-16
SIN	0,0892	-25,23%	24,93%		0,1193	0,0714

* Tendências nos últimos 12 meses
Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do MCTI

[31] Segundo o Resumo da Geral dos Novos Empreendimentos de Geração da ANEEL.

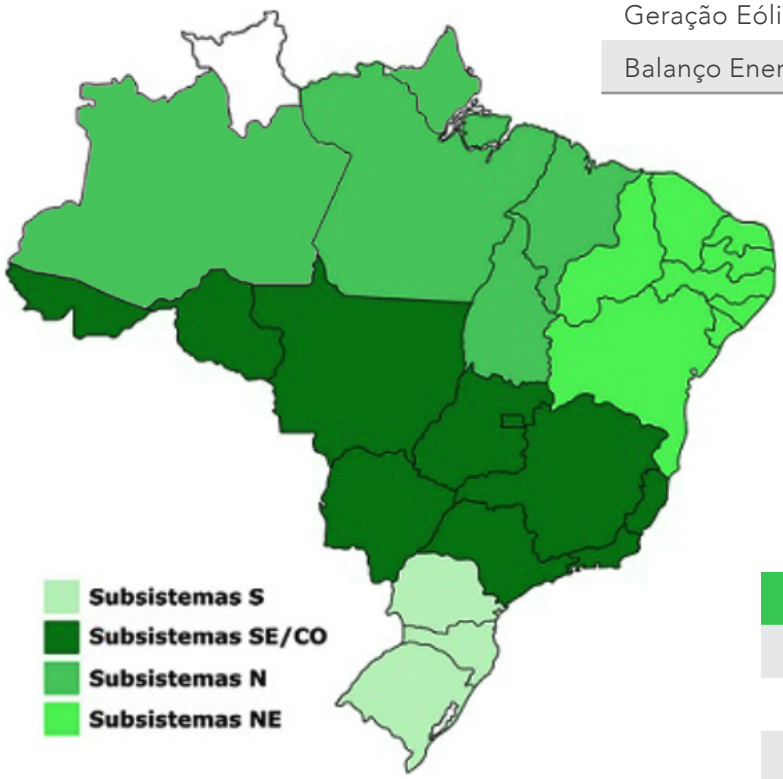
BALANÇO ENERGÉTICO

Figura 5.5: Mapa de Balanço Energético dos Subsistemas do SIN

Balanço Energético (+) Superávit

(-) Déficit

Subsistema N	
Carga	5.673
Geração Hídrica	4.597
Geração Térmica	2.511
Geração Eólica	159
Balanço Energético	1.594



Subsistema NE	
Carga	11.012
Geração Hídrica	1.726
Geração Térmica	2.901
Geração Eólica	4.114
Geração Solar	156
Balanço Energético	-2.115

Subsistema SE/CO	
Carga	38.219
Geração Hídrica	23.369
Geração de Itaipu	10.349
Geração Térmica	5.688
Geração Nuclear	1.810
Geração Eólica	8
Geração Solar	53
Balanço Energético	3.058

Subsistema S	
Carga	11.709
Geração Hídrica	7.286
Geração Térmica	1.032
Geração Eólica	797
Balanço Energético	-2.594

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do ONS

Conforme os dados apresentados na Figura 5.5 e na Tabela 5.6, no mês de dezembro de 2017, foram deficitários os subsistemas S e NE, supridos com 2.594 MWmed e 2.115 MWmed, respectivamente. O subsistema SE/CO foi superavitário em 3.058 MWmed, enquanto o N exportou 1.594 MWmed. Além disso, houve importação de 57,90 MWmed do Uruguai.

Tabela 5.6: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)

	dez-17	dez-17/nov-17	dez-17/dez-16	Tendências	nov-17	dez-16
S - SE/CO	-2.536,65	-471,14%	-857,29%		683,47	-264,98
Internacional - S	57,90	-79,62%	80,26%		284,05	32,12
N - NE	1.089,88	383,30%	8,11%		225,51	1.008,16
N - SE/CO	711,64	472,51%	583,41%		-191,04	104,13
SE/CO - NE	1.025,54	-4,18%	-24,14%		1.070,28	1.351,88

* Tendências nos últimos 12 meses
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

ESTOQUE

Tabela 5.7: Energia Armazenada-EAR (MWmês)

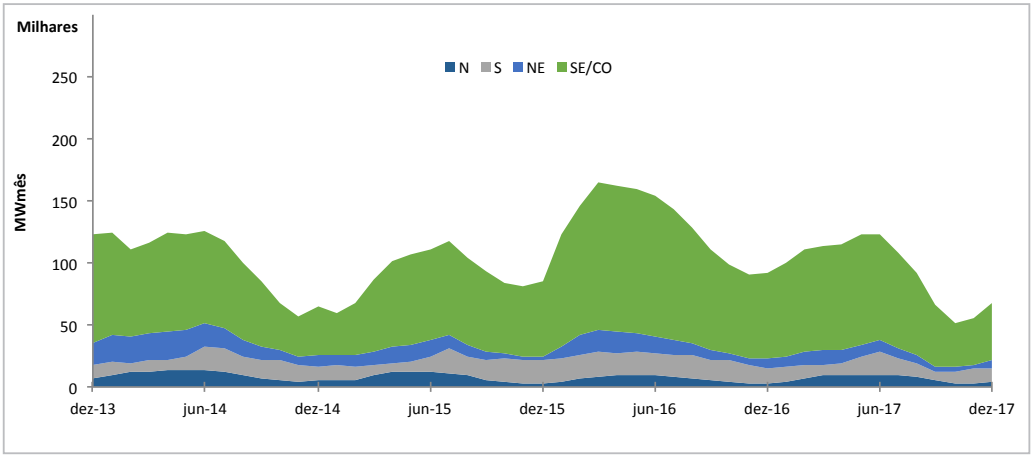
	dez-17		dez-17/nov-17	dez-17/dez-16	Tendências	nov-17		dez-16	
	EAR	% Reservatório				EAR	% Reservatório	EAR	% Reservatório
SE/CO	45.912	22,58%	20,51%	-33,08%		38.098	18,74%	68.612	33,74%
S	11.466	57,05%	-4,87%	-5,18%		12.053	59,97%	12.092	60,16%
NE	6.568	12,68%	131,10%	-21,63%		2.842	5,49%	8.381	16,18%
N	3.508	23,32%	44,60%	23,09%		2.426	16,13%	2.850	18,95%
SIN	67.454	23,24%	21,72%	-26,63%		55.419	19,10%	91.935	31,67%

* Tendências nos últimos 12 meses
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Como consequência dos volumes pluviométricos observados durante o mês de dezembro, apresentados na Tabela 5.1, os subsistemas SE/CO, NE e N registraram aumento na Energia Armazenada (EAR) de 20,51%, 131,10% e 44,60%, respectivamente. Já o subsistema S apresentou queda de 4,87%. Como resultado final, registrou-se aumento de 21,72% no SIN, atingindo 23,24% da capacidade total dos reservatórios. Apesar do aumento percentual expressivo, no subsistema NE o volume acumulado ao final de dezembro era de apenas 12,68% da capacidade.

Quando comparada aos resultados registrados para o mesmo mês do ano anterior, observa-se uma queda na EAR de 26,63%, com quedas expressivas em todos os subsistemas, à exceção do N (-33,08% no SE/CO, -5,18% no S, -21,63% no NE e +23,09% no N), reflexo da hidrologia ruim registrada nos últimos meses. O histórico da EAR no SIN é apresentado na Figura 5.6.

Figura 5.6: Histórico de Energia Armazenada-EAR (MWmês)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO – CMO

No mês de dezembro de 2017, o CMO médio foi inferior ao do mês anterior em todos os subsistemas, devido à diminuição da participação das termelétricas na geração. Os valores registrados foram de R$220,46 no SE/CO, R$220,98 no S, R$220,07 no NE e R$217,86 no N, com queda em torno de 55% em todos eles. Na comparação anual, a alta nos preços ficou em torno de 65%.

Tabela 5.8: CMO Médio Mensal – Preços Reais dezembro/2017 (R$/MWh)

	dez-17	dez-17/nov-17	dez-17/dez-16	Tendências	nov-17	dez-16
SE/CO	220,46	-54,58%	65,42%		485,33	133,27
S	220,98	-54,47%	65,81%		485,33	133,27
NE	220,07	-54,66%	63,13%		485,33	134,90
N	217,86	-55,11%	63,48%		485,33	133,27

Fonte: Elaboração própria a partir de ONS

MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Desde a publicação da Resolução Normativa nº 482 da ANEEL em 17 de abril de 2012, o consumidor brasileiro pode gerar a sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada e injetar o excedente da energia gerada na rede de distribuição de sua localidade para ser abatido de seu consumo de energia elétrica em um prazo de até 60 meses, conforme prevê o sistema de compensação.

Em dezembro de 2017, a potência instalada de micro e minigeração distribuída - MMGD era de 266,4 MW, sendo aproximadamente metade na alta tensão e metade na baixa tensão. Da potência instalada de MMGD, 72,3% era do tipo fotovoltaica, 9,1% térmica, 14,7% hidráulica e 3,9% eólica. A Tabela 5.9 apresenta as 10 distribuidoras com maior capacidade instalada de MMGD. É importante destacar que 26,6% da capacidade instalada de MMGD está na área de concessão da

CEMIG-D e 8,5% na área de concessão da Companhia Energética do Ceará - COELCE.

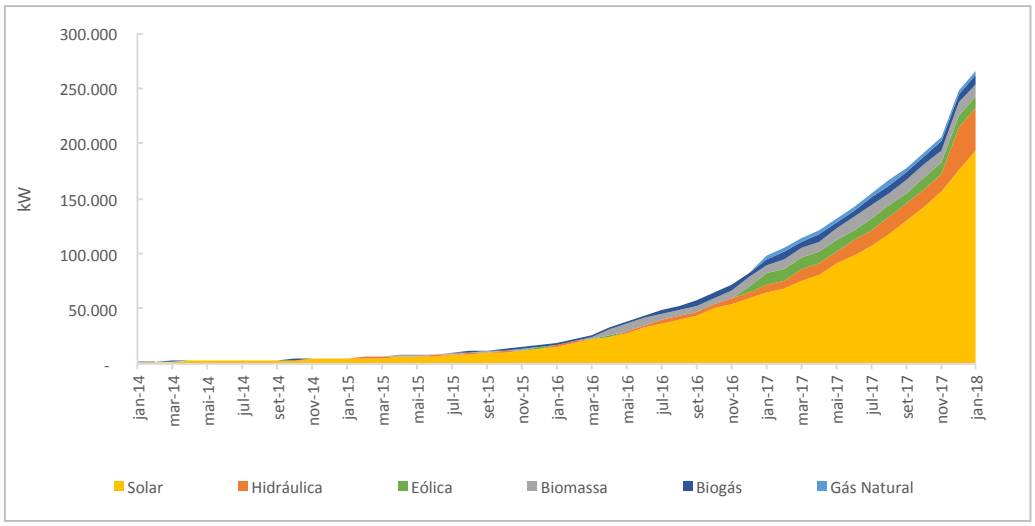
A MMGD vem apresentando um crescimento exponencial de sua capacidade instalada. Na comparação com o mês anterior, a capacidade instalada cresceu 7,04%, enquanto que, em relação ao mesmo mês do ano passado, esta apresentou aumento de 169,84%. Na comparação mensal, as distribuidoras que apresentaram maiores taxas de crescimento foram RGE Sul (+15,72%), Light (+11,38%) e CELG-D (+9,81%). Na comparação anual, as distribuidoras que se destacaram pelas maiores taxas de crescimento foram RGE Sul (+407,02%), CELG-D (+330,00%) e Energisa MT (+296,38%).

Tabela 5.9: Capacidade Instalada de Micro e Minigeração Distribuída (kW) por Distribuidora

Distribuidoras	jan-18	jan-18/dez-17	jan-18/jan-17	Tendências	dez-17	jan-17
CEMIG Distribuição S.A	70.868,58	5,27%	255,78%		67.319,14	19.919,28
COMPANHIA ENERGETICA DO CEARA	22.761,06	0,19%	33,51%		22.718,96	17.048,09
RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	16.698,50	11,72%	407,02%		14.946,98	3.293,45
Celesc Distribuição S.A.	15.115,63	5,85%	124,64%		14.279,64	6.728,68
Light Serviços de Eletricidade S.A.	13.876,46	11,38%	120,75%		12.458,80	6.286,08
Copel Distribuição S.A	12.154,76	3,45%	135,74%		11.749,94	5.156,05
Companhia Paulista de Força e Luz	12.020,29	7,78%	246,75%		11.152,53	3.466,56
ENERGISA MATO GROSSO - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	10.036,92	0,35%	296,38%		10.002,32	2.532,14
Celg Distribuição S.A.	8.266,93	9,81%	330,00%		7.528,09	1.922,53
Rio Grande Energia S.A.	7.004,64	9,44%	168,76%		6.400,71	2.606,27
Outras	77.611,26	10,34%	160,68%		70.341,36	29.773,05
Total	266.415,03	7,04%	169,84%		248.898,47	98.732,18

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL

Figura 5.8: Histórico da Capacidade Instalada da Micro e Minigeração Distribuída (em kW)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL

EXPANSÃO

No período de 17 de dezembro de 2017 a 31 de dezembro de 2017, a expansão de geração registrada pelo SIN foi de 175 MW em termelétricas convencionais, 264,99 MW em fotovoltaicas, 55,96 MW em PCH e 123,8 MW em eólicas. Além disso, entre os dias 1 e 16 de janeiro de 2018, registrou-se a entrada de 30 MW em eólicas.

Conforme apresentado na Tabela 5.10, a expectativa para 2018 é de expansão de 6.385 MW, sendo 3.097 MW em hidrelétricas, 1.873 MW em eólicas e 1.012 MW em fotovoltaicas.

Tabela 5.10: Expansão prevista para o SIN por fonte (MW)

Fonte	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total
Termelétrica	172	764	1.823	1.244	50	-	-	4.052
Biomassa	58	70	135	171	20	77	-	532
Solar	1.012	356	48	200	-	-	-	1.617
Hidrelétrica	3.097	1.569	3.667	32	256	-	-	8.622
PCH	172	118	658	341	129	50	-	1.468
Eólica	1.873	1.362	587	120	-	-	-	3.943
Total	6.385	4.239	6.918	2.108	456	127	-	20.233

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Ao longo do período, foi verificado apenas o processo de reajuste tarifário da distribuidora Borborema Distribuidora de Energia S.A. (EBO), como mostra a Tabela 5.11.

Atendendo a 210 mil de unidades consumidores distribuídos em 6 municípios do estado da Paraíba, a EBO aumentou em 16,83% as tarifas dos consumidores da baixa tensão e em 21,54% as tarifas dos consumidores de alta tensão, gerando em média um crescimento de 18,21% nas tarifas de energia da área de concessão. As novas tarifas da EBO entraram em vigor a partir de 4 de fevereiro, como mostra a Tabela 5.11.

Tabela 5.11: Reajustes Tarifários (Variação % Média)

Sigla	Concessionária	Estado	Índice de Reajuste Tarifário	Data
EBO	Borborema Distribuidora de Energia S.A.	PB	18,21%	04/fev

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL.

LEILÕES

Está previsto para ocorrer no dia 4 de abril de 2018 o Leilão de Geração nº 1/2018. Do tipo A-4, o leilão visa contratar energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração de energia elétrica por fonte renováveis (hidrelétrica, eólica, solar fotovoltaica e termelétrica a biomassa) para suprimento a partir de 1º de janeiro de 2022.

Situação dos reservatórios em fevereiro de 2018

O período chuvoso vem contribuindo para a recuperação dos reservatórios. No dia 18 de fevereiro, o volume acumulado nos reservatórios do subsistema SE/CO era de 34,98% da capacidade total, um aumento de quase 5 pontos percentuais em comparação aos 30,24% de 21 de janeiro. Os reservatórios do subsistema S registraram um aumento de aproximadamente 10 pontos percentuais, passando de 70,13% para 80,20% no mesmo período. No subsistema NE, o volume de água nos reservatórios aumentou de 16,36% para 21,60%, valor que não era observado desde abril de 2017. O subsistema N, por sua vez, registrou o maior aumento, passando de 28,61% para 60,28%.

Em termos absolutos, a Energia Armazenada (MWmês) em 18 de fevereiro de 2018 era de 11.189 no NE, 9.067 no N, 71.138 no SE/CO e 16.120 no S.