

Setor Elétrico

Por Guilherme Pereira e Mariana Weiss

A) DISPONIBILIDADE

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

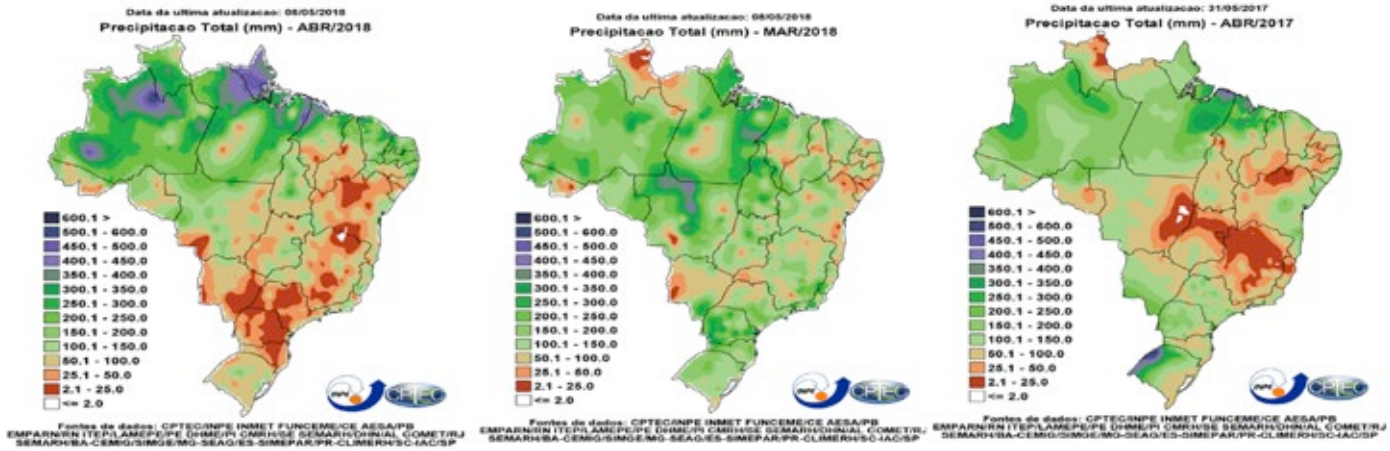
	abr-18		abr-18/mar-18	abr-18/abr-17	Tendências *	mar-18		abr-17	
SE/CO	48.223,00	89,61%	-18,53%	24,11%		59.192,00	88,33%	38.854,00	73,04%
S	6.100,00	91,36%	-10,02%	10,33%		6.779,00	94,30%	5.529,00	83,26%
NE	5.708,00	48,27%	-27,65%	97,24%		7.889,00	54,48%	2.894,00	24,25%
N	28.122,00	107,36%	5,57%	120,15%		26.637,00	101,15%	12.774,00	73,46%
SIN	88.153,00	-	-12,28%	46,80%		100.497,00	-	60.051,00	-

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

Entre os meses de março e abril de 2018, a disponibilidade hídrica do Sistema Interligado Nacional (SIN), representada pela Energia Natural Afluente (ENA), reduziu em 12,28%, conforme Tabela 5.1. Com exceção do subsistema N, onde houve um aumento de 5,57%, em todos os outros a disponibilidade hídrica diminuiu. Essa redução foi de 18,53%, 10,02% e 27,65% nos subsistemas SE/CO, S, e NE respectivamente.

A Figura 5.1 ilustra a ocorrência pluviométrica no país. Comparando com março de 2018, é possível perceber uma redução na precipitação, principalmente nas regiões SE/CO, S e NE onde algumas áreas já possuem índices menores que 25 mm. Este cenário condiz com a chegada do inverno e consequentemente, do período seco em boa parte do Brasil.

Figura 5.1: Mapas de Ocorrência de Pluviosidade no Brasil para abr/18,mar/18 e abr/17.

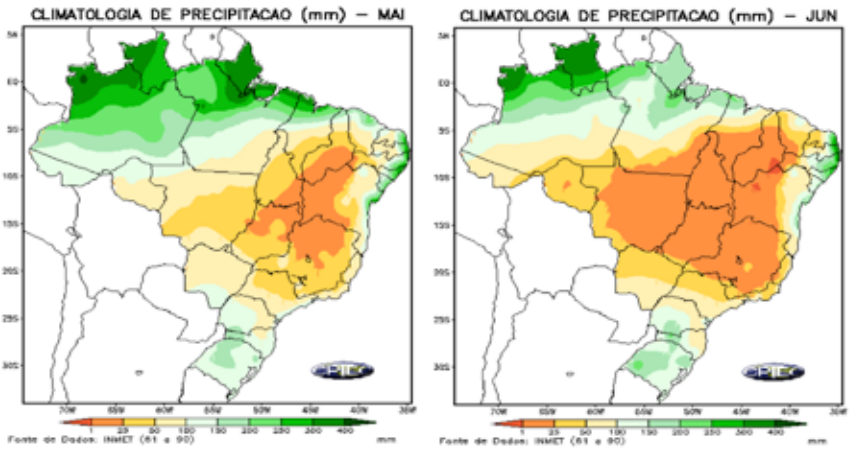


Fonte: CPTEC/INPE

Com relação à Média de Longo Termo (MLT), também apresentadas na Tabela 5.1, observa-se que o mês de abril apresentou vazões próximas da média histórica para os subsistemas N (107,36%) e S (91,36%) e SE/CO (89,61%). Tendo em vista o NE, este apresentou uma vazão bem abaixo da média (48,27% da MLT).

Na comparação anual, pode-se afirmar que o mês de abril de 2018 foi mais úmido do que abril de 2017. Houve um incremento de 24,11% (SE/CO), 10,33% (S), 97,24% (NE), 120,15% (N). Dessa forma, observou-se um aumento de 46,80% na ENA total. A Figura 5.2 apresenta a pluviosidade média dos meses de maio e junho. Conforme nos aproximamos do inverno, é possível observar um aumento das áreas com baixa precipitação. Dessa forma, a expectativa para os próximos meses é que a disponibilidade hídrica diminua.

Figura 5.2: Mapas de Pluviosidade Média no Brasil para maio e junho



Fonte: CPTEC/INPE

B) DEMANDA

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

	abr-18	abr-18/mar-18	abr-18/abr-17	Tendências *	mar-18	abr-17
SE/CO	39.555,79	-5,40%	4,82%		41.814,69	37.736,70
S	11.856,29	-3,02%	10,09%		12.225,82	10.769,37
NE	10.649,34	-2,61%	0,54%		10.934,34	10.591,80
N	5.414,88	-4,06%	-0,96%		5.644,19	5.467,49
SIN	67.476,30	-4,45%	4,51%		70.619,05	64.565,37

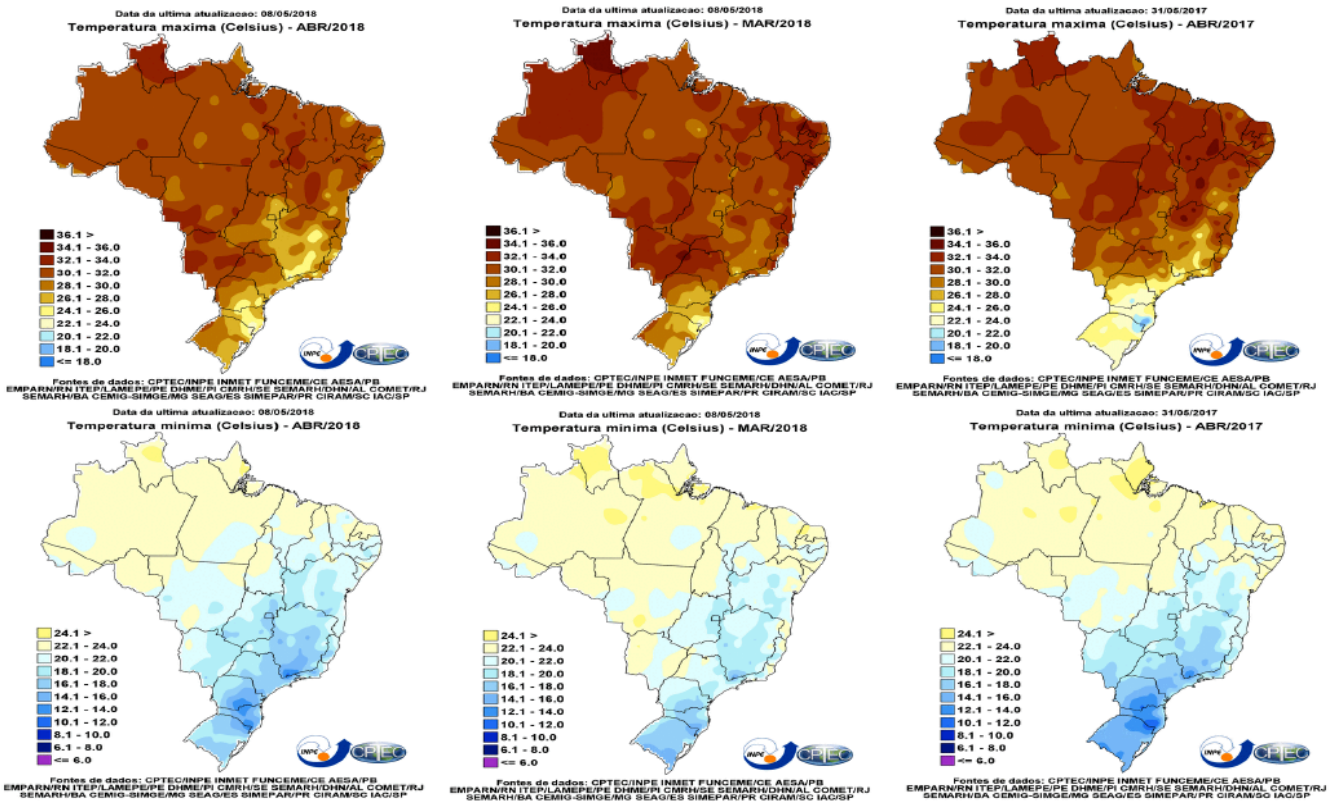
* Tendências nos últimos 12 meses
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

A carga de energia do SIN, apesar de ter apresentado um aumento de 4,51% na comparação anual, foi reduzida em 4,45% na comparação mensal (Tabela 5.2). Em relação ao mês anterior, a demanda registrou queda em todos os subsistemas (SE/CO -5,40%; S –3,02%; NE -2,61%; N -4,06%). Já, na comparação anual, com exceção do N em que a demanda diminuiu -0.96%, todos os subsistemas apresentaram aumento de sua carga (SE/CO 4,82%, S 10,09%, N 0,54%).

Na comparação mensal, o decréscimo da carga de energia pode ser associada à verificação de temperaturas máximas mais amenas ao longo do mês de abril, segundo dados do Instituto Nacional de Meteorologia - INMET (Figura 5.3). A queda no consumo de energia na análise mensal pode ser relacionada também à pequena depreciação dos índices econômicos em relação ao mês de março de 2018, segundo dados do IBRE/FGV. Entre março e abril, o indicador de incerteza da economia brasileira aumentou 5,11% e o índice de confiança empresarial e de situação atual empresarial caíram respectivamente 1,68% e 0,33%.

Na comparação anual, o aumento do consumo de energia acompanhou a melhoria dos indicadores econômicos. Segundo a Sondagem Empresarial do IBRE/FGV, que consolida informações sobre os macrossetores Indústria, Serviços, Comércio e Construção, o Índice de Confiança Empresarial teria passado de 85,20 para 93,40 pontos e o Índice de Percepção de Situação Atual Empresarial de 79,00 para 90,30 entre abril de 2017 e abril de 2018. Além disso, é importante destacar que o Indicador de Incerteza da Economia (IIE-Br), também desenvolvido pelo IBRE/FGV, caiu 5,60 pontos em relação a abril de 2017. Estes indicadores sugerem uma tendência de recuperação da economia brasileira que pode ser acompanhada pelo reaquecimento da demanda de energia nos próximos meses.

Figura 5.3: Mapas de Temperatura Máxima e Mínima no Brasil para abr/18, mar/18 e abr/17



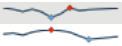
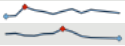
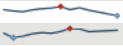
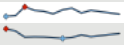
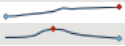
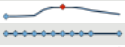
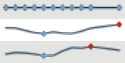
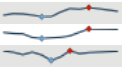
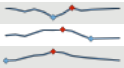
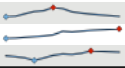
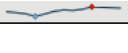
Fonte: CPTEC/INPE

C) OFERTA

A geração total de energia no SIN no mês de abril apresentou queda de 2,53% com relação ao mês anterior, de acordo com a Tabela 5.3. Houve uma redução da geração hídrica em 6,08%, acompanhando a chegada do período seco. Todavia, essa redução foi contraposta por um aumento da geração térmica (1,74%), eólica (20,22%) e solar (4,21%). Além disso, a Usina Nuclear de Angra, após um período de manutenção, voltou a sua plena operação com uma geração de 1977,59 MWMed. Tendo em vista fator de emissão de GEE (tCO2/MWh), houve uma redução de 17,64%.

Na comparação anual, observa-se um acréscimo de 4,51% na geração total. A geração hídrica aumentou 10,73%, uma vez que abril de 2018 foi mais úmido do que o de 2017. Consequentemente, a geração térmica foi reduzida em 21,35%, o que contribuiu para uma redução de 35,83% do fator de emissão de GEE (tCO_2/MWh).

Tabela 5.3: Geração de Energia Despachada por Subsistema e por Tipo (MWmed)

		abr-18	abr-18/mar-18	abr-18/abr-17	Tendências *	mar-18	abr-17
SE/CO	Hidráulica	22.637,54	-7,97%	2,49%		24.597,40	22.087,36
	Nuclear	1.977,59	71,94%	-1,09%		1.150,16	1.999,46
	Térmica	5.228,36	21,71%	-27,17%		4.295,80	7.178,37
	Eólica	10,28	14,08%	93,33%		9,01	5,32
	Solar	91,21	11,61%	26092,56%		81,72	0,35
	Total	29.944,99	-0,63%	-4,24%		30.134,09	31.270,86
S	Hidráulica	7.267,68	-9,91%	32,93%		8.067,41	5.467,38
	Térmica	812,85	-15,92%	-33,97%		966,71	1.230,97
	Eólica	460,69	-6,97%	-35,73%		495,22	716,78
	Solar	0,55	9,99%	20,03%		0,50	0,46
	Total	8.541,77	-10,37%	15,19%		9.529,84	7.415,60
NE	Hidráulica	1.844,62	-9,32%	-13,16%		2.034,22	2.124,19
	Térmica	2.366,45	-23,16%	-15,54%		3.079,62	2.801,77
	Eólica	3.208,86	28,24%	11,94%		2.502,24	2.866,63
	Solar	186,25	0,92%	9388,08%		184,56	1,96
	Total	7.606,18	-2,49%	-2,42%		7.800,64	7.794,56
N	Hidráulica	10.630,14	11,42%	21,66%		9.540,29	8.737,32
	Térmica	898,48	11,67%	44,51%		804,60	621,75
	Eólica	40,67	-53,94%	-		88,31	0,00
	Solar	0,00	-	-		0,00	0,00
	Total	11.569,30	10,89%	23,62%		10.433,19	9.359,07
Itaipu		9.813,93	-13,40%	12,53%		11.331,90	8.721,24
Total	Hidráulica	52.193,91	-6,08%	10,73%		55.571,21	47.137,49
	Nuclear	1.977,59	71,94%	-1,09%		1.150,16	1.999,46
	Térmica	9.306,14	1,74%	-21,35%		9.146,73	11.832,86
	Eólica	3.720,51	20,22%	3,67%		3.094,78	3.588,73
	Solar	278,02	4,21%	9925,43%		266,79	2,77
SIN		67.476,17	-2,53%	4,51%		69.229,66	64.561,32

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

Tabela 5.4: Fator de Emissão de GEE (tCO_2/MWh)

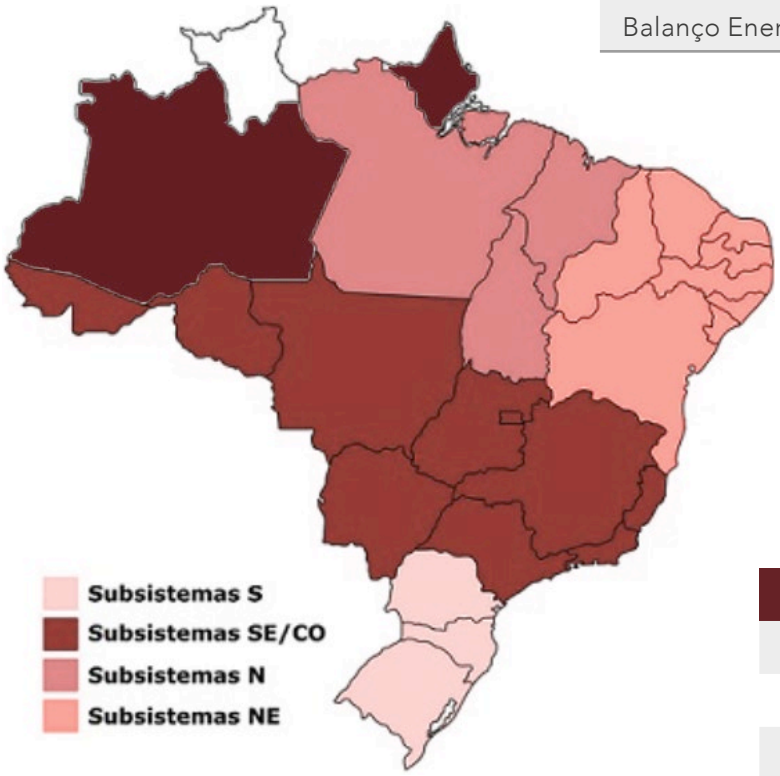
	abr-18	abr-18/mar-18	abr-18/abr-17	Tendências *	mar-18	abr-17
SIN	0,0523	-17,64%	-35,83%		0,0635	0,0815

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

D) BALANÇO ENERGÉTICO

Figura 5.4: Mapa de Balanço Energético dos Subsistemas do SIN

Balanço Energético (+) Superávit
(-) Déficit



Subsistema N	
Carga	5.415
Geração Hídrica	10.630
Geração Térmica	898
Geração Eólica	41
Balanço Energético	6.154

Subsistema NE	
Carga	10.649
Geração Hídrica	1.845
Geração Térmica	2.366
Geração Eólica	3.209
Geração Solar	186
Balanço Energético	-3.043

Subsistema SE/CO	
Carga	39.556
Geração Hídrica	22.638
Geração de Itaipu	9.814
Geração Térmica	5.228
Geração Nuclear	1.978
Geração Eólica	10
Geração Solar	91
Balanço Energético	203

Subsistema S	
Carga	11.856
Geração Hídrica	7.268
Geração Térmica	813
Geração Eólica	461
Balanço Energético	-3.315

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do ONS

Conforme os dados apresentados na Figura 5.4 e na Tabela 5.5, no mês de abril de 2018 os subsistemas S e NE foram deficitários, recebendo cada um deles respectivamente 3.315 MWMed e 3.043 MWMed. Praticamente toda essa energia foi suprida pelo subsistema N, superavitário em 6.154 MWMed. Essa alta geração pode ser explicada pela alta disponibilidade hídrica nesse período do ano e também pela sua reduzida capacidade de armazenamento. O subsistema SE/CO apresentou um balanço positivo de 203 MWMed. De maneira complementar, houve ainda uma importação de 54,98 MWMed para a região S.

Tabela 5.5: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)

	abr-18	abr-18/mar-18	abr-18/abr-17	Tendências *	mar-18	abr-17
S - SE/CO	-3.314,39	-22,94%	1,18%		-2.695,95	-3.354,07
Internacional - S	54,89	274350,00%	-19027,59%		0,02	-0,29
N - NE	2.611,81	1,40%	11,03%		2.575,75	2.352,36
N - SE/CO	3.542,60	60,09%	126,05%		2.212,86	1.567,16
SE/CO - NE	431,34	-22,69%	-3,04%		557,95	444,88

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

E) ESTOQUE

Tabela 5.6: Energia Armazenada-EAR (MWmês)

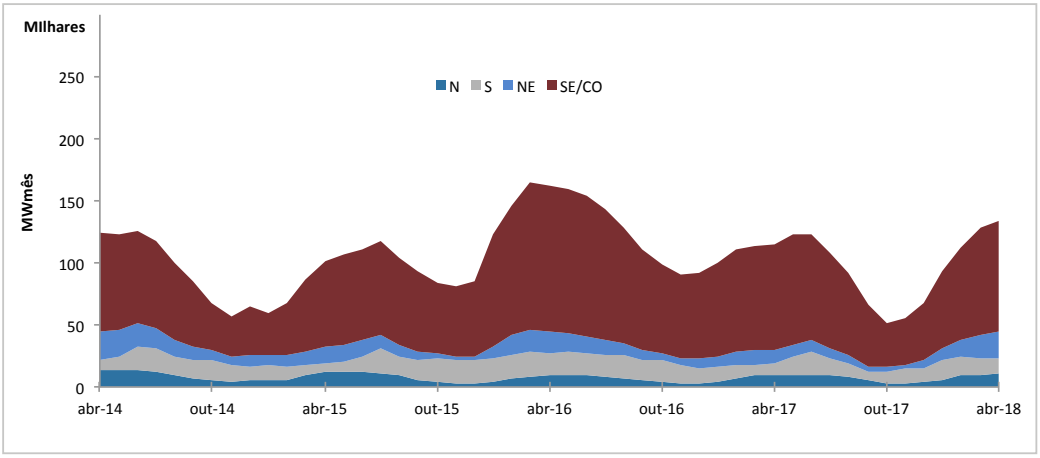
	abr-18		abr-18/mar-18	abr-18/abr-17	Tendências *	mar-18		abr-17	
	EAR	% Reservatório				EAR	% Reservatório	EAR	% Reservatório
SE/CO	89.454	43,99%	3,92%	5,10%		86.083	42,33%	85.117	41,86%
S	12.779	63,58%	-7,41%	49,78%		13.802	68,67%	8.532	42,45%
NE	21.140	40,80%	12,61%	89,87%		18.773	36,24%	11.134	21,49%
N	10.375	68,96%	4,59%	4,58%		9.920	65,93%	9.921	65,96%
SIN	133.748	46,07%	4,02%	16,60%		128.578	44,29%	114.704	39,51%

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

Como conseqüência dos volumes pluviométricos observados entre os meses de março e abril, foi registrado um aumento de apenas 4,02% na Energia Armazenada (EAR) do SIN, atingindo assim apenas 46,07% da capacidade total dos reservatórios. Em praticamente todos os reservatórios, houve um pequeno acúmulo. O subsistema S foi a exceção, com uma redução de 7,41% da EAR. Este cenário preocupa, uma vez que próximo ao início do período seco, a situação dos reservatórios já não é confortável.

Quando comparado aos resultados registrados para o mesmo mês do ano anterior, observa-se incremento na EAR de 16,60%. Dessa forma, mesmo não apresentando um armazenamento confortável, pode-se afirmar que a situação de abril de 2018 foi melhor do que a do ano passado.

Figura 5.5: Histórico de Energia Armazenada-EAR (MWmês)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

F) CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO – CMO

No mês de abril de 2018, o CMO médio foi inferior ao do mês anterior nos subsistemas SE/CO, S, e NE. Os valores médios registrados foram de R$114,88 no SE/CO, R$114,88 no S e R$119,96 no NE. No subsistema N, onde a geração hídrica correspondeu a praticamente 92% do total, o CMO foi de apenas R$18,01.

Na comparação anual, o subsistema N passou de R$0,00 para R$18,01. Nos subsistemas SE/CO, S e NE, a variação foi de -68,59%, -68,59% e -65,78% respectivamente. Essa redução é reflexo de uma hidrologia mais favorável em abril de 2018.

Tabela 5.7: CMO Médio Mensal – Preços Reais dezembro/2017 (R$/MWh)

	abr-18	abr-18/mar-18	abr-18/abr-17	Tendências *	mar-18	abr-17
SE/CO	114,88	-38,21%	-68,59%		185,92	365,77
S	114,88	-38,21%	-68,59%		185,92	365,77
NE	119,96	-35,83%	-65,78%		186,94	350,56
N	18,01	510,16%			2,95	0,00

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

G) 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 maio de 2018, a potência instalada de micro e minigeração distribuída - MMGD era de 365,7 MW, sendo aproximadamente 42% na alta tensão e 58% na baixa tensão. Da potência instalada de MMGD, 77,2% era do tipo fotovoltaica, 11,9% hidráulica, 8,1% térmica e 2,8% eólica. A Tabela 5.9 apresenta as 10 distribuidoras com maior capacidade instalada de MMGD. É importante destacar que 25,5%

da capacidade instalada de MMGD está na área de concessão da CEMIG-D e 7,6% na área de concessão da Companhia Energética do Ceará - COELCE.

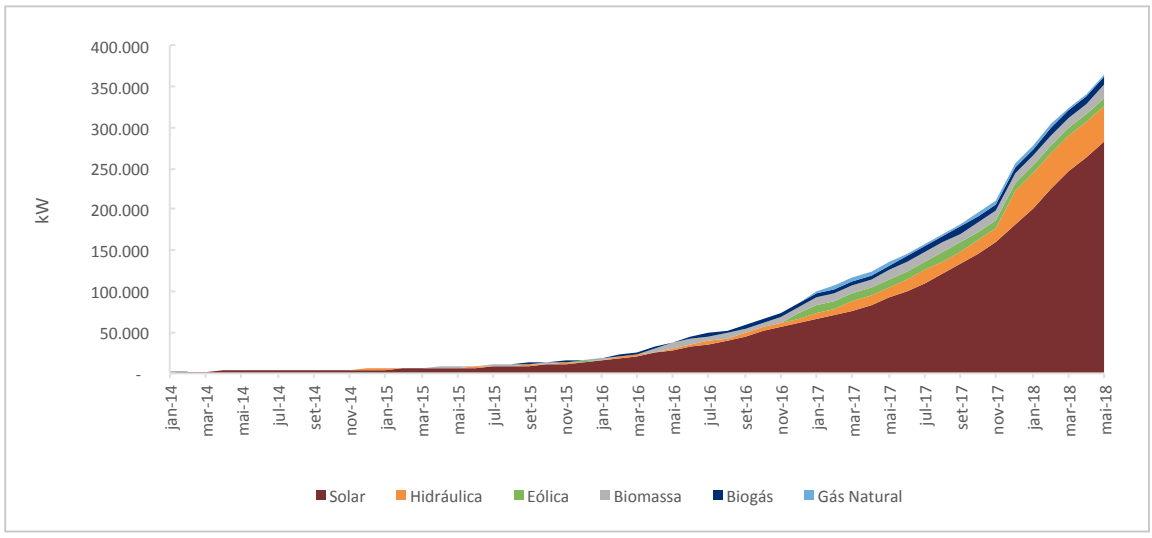
A MMGD vem apresentando um crescimento exponencial de sua capacidade instalada. Na comparação com o mês anterior, a capacidade instalada cresceu 7,14%, enquanto que, em relação ao mesmo mês do ano passado, esta apresentou aumento de 170,34%. Na comparação mensal, as distribuidoras que apresentaram maiores taxas de crescimento foram COPEL (+40,69%), RGE Sul (+12,50%) e RGE (+11,35%). Na comparação anual, as distribuidoras que se destacaram pelas maiores taxas de crescimento foram RGE Sul (+310,15%), CEMIG-D (+261,02%) e CELG-D (+236,45%).

Tabela 5.8: Capacidade Instalada de Micro e Minigeração Distribuída (kW) por Distribuidora

Distribuidoras	mai-18	mai-18/abr-18	mai-18/mai-17	Tendências *	abr-18	mai-17
CEMIG Distribuição S.A	93.217,83	3,38%	261,02%		90.168,63	25.820,46
COMPANHIA ENERGETICA DO CEARA	27.783,88	2,07%	47,63%		27.219,54	18.820,06
RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	23.749,18	12,50%	310,15%		21.110,53	5.790,43
COPEL DISTRIBUICAO S.A.	21.890,07	40,69%	221,83%		15.559,19	6.801,73
Celesc Distribuição S.A.	21.553,16	4,39%	163,82%		20.647,00	8.169,67
Light Serviços de Eletricidade S.A.	17.712,97	6,98%	131,88%		16.557,39	7.638,95
Companhia Paulista de Força e Luz	16.384,88	7,29%	161,12%		15.271,33	6.274,93
ENERGISA MATO GROSSO - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	11.719,38	0,00%	70,81%		11.719,38	6.861,05
RIO GRANDE ENERGIA SA	10.218,75	11,35%	195,88%		9.177,24	3.453,69
Celg Distribuição S.A.	9.830,55	0,70%	236,47%		9.762,58	2.921,71
Outras	111.595,92	7,21%	161,31%		104.086,80	42.705,60
Total	365.656,57	7,14%	170,34%		341.279,61	135.258,28

* Tendências nos últimos 12 meses
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL

Figura 5.6: Histórico da Capacidade Instalada da Micro e Minigeração Distribuída (em kW)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL

H) EXPANSÃO

Tabela 5.9: Expansão prevista para o SIN por fonte (MW)

Fonte	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total
Termelétrica	116	828	2.080,99	1.244	50	-	-	4.318
Biomassa	89	50	159	239	20	124	-	681
Solar	529,90	556,14	18,32	175,00	85,00	-	-	1.364
Hidrelétrica	1.961	5.236	-	32	71	35	-	7.336
PCH	141	158	395	507	176	50	-	1.428
Eólica	1.188	1.813	159	120	65	105	-	3.449
Total	4.024	8.641	2.812	2.317	468	313	-	18.575

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

No período de 16 de abril a 15 de maio de 2018, a expansão registrada pelo SIN foi de 271 MW. Conforme apresentado na Tabela 5.9, a expectativa é que a capacidade de geração do sistema seja incrementada em 18.575 MW até o fim de 2023, sendo 23% em termelétrica, 4% em Biomassa, 7% em Solar, 39% em hidrelétrica, 8% em PCH e 19% em eólica.

I) TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Ao longo do período, foram verificados os processos de reajuste tarifário em 3 distribuidoras, Energisa Nova Friburgo, COPEL e Energisa Minas gerais (Tabela 5.11), e de revisão tarifária em outras 3 distribuidoras, CEMIG-D, RGE e CEB (Tabela 5.11).

No processo de reajuste tarifário, a concessionária COPEL que atende 4,5 milhões de unidades consumidoras localizadas no estado do Paraná teve suas tarifas de energia elétrica reajustadas a partir de 24 de junho em 15,99% em média, sendo 15,13% para os consumidores da baixa tensão e 17,55% para os consumidores da alta tensão. Atendendo a 106,2 mil unidades consumidoras localizadas em 6 municípios do estado do Rio de Janeiro, a Energisa Nova Friburgo teve suas tarifas reajustadas em 13,43% para os consumidores da baixa tensão e em 16,21% para os consumidores da alta tensão, gerando em média um crescimento de 13,95% nas tarifas de energia da área de concessão. As novas tarifas da Energisa Nova Friburgo entraram em vigor a partir de 22 de junho. A Energisa Minas Gerais (EMG), que atende a 450 mil unidades consumidoras localizadas em 66 municípios do estado de Minas Gerais, teve reajuste de 15,44% na alta tensão e 11,21% na baixa tensão, o que resultou em um aumento médio de 12,05% das tarifas a partir do dia 22 de junho.

Tabela 5.10: Reajustes Tarifários (Variação % Média)

Sigla	Concessionária	Estado	Índice de Reajuste Tarifário	Data
Energisa Nova Friburgo	Energisa Nova Friburgo	RJ	13,95%	22/jun
COPEL-DIS	Copel Distribuição S/A	PR	15,99%	24/jun
Energisa Minas Gerais	Energisa Minas Gerais – Distribuidora de Energia S.A.	MG	12,05%	22/jun

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL.

Já, no processo de revisão tarifária, as 8,3 milhões de unidades consumidoras localizadas em 774 municípios do estado de Minas Gerais e atendidas pela CEMIG-D, a partir do dia 28 de maio, passaram por revisão tarifária de +35,56%% para a alta tensão e de +18,63% para a baixa tensão, o que levou a um efeito médio de +23,19%. A concessionária RGE, que atende 1,4 milhões de

unidades consumidoras localizadas em 255 municípios do estado do Rio Grande do Sul, apresentou uma revisão tarifária média de 20,58%, sendo 19,04% para os consumidores da alta tensão e 21,55% para os consumidores da baixa tensão. As novas tarifas da RGE entraram em vigor no dia 19 de junho. Atendendo a 1,05 milhões de unidades consumidoras do Distrito Federal, a CEB teve suas tarifas revisadas de forma extraordinária a partir de 22 de junho a uma taxa média de 8,81%, sendo 8,78% para a baixa tensão e 8,88% para a alta tensão.

Tabela 5.11: Revisões Tarifárias (Variação % Média)

Sigla	Concessionária	Estado	Índice de Revisão Tarifária	Data
CEMIG-D	CEMIG Distribuição S/A	MG	23,19%	28/mai
RGE	Rio Grande Energia S/A.	RS	20,58%	19/jun
CEB	CEB Distribuição	DF	8,81%	22/jun

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL.

J) LEILÕES

O Leilão de Energia Nova A-6 está previsto para ocorrer no dia 31 de agosto de 2018. No leilão serão negociados 3 produtos: dois na modalidade por quantidade de energia elétrica, sendo os empreendimentos de geração oriundos de fonte hidrelétricas com prazo de suprimento de 30 anos e de fonte eólica com prazo de suprimento de 20 anos; e um na modalidade por disponibilidade para empreendimentos de geração oriundos de fonte termelétrica à biomassa, carvão e gás natural com prazo de suprimento de 25 anos. É importante destacar que este será o primeiro leilão em que a fonte eólica será contratada na modalidade por quantidade, em que os riscos são alocados para o gerador.

Além disso, está previsto para ocorrer no dia 28 de junho o primeiro leilão de transmissão de 2018 (Leilão nº 02/2018). Composto por 24 lotes com 60 empreendimentos localizados em 18 estados, o certame visa contratar instalações para entrar em operação comercial no prazo de 36 a 60 meses, a partir da data de assinatura dos contratos de concessão. Ao todo, são estimados R$ 8,9 bilhões em investimentos em 3954 quilômetros (km) de linhas de transmissão com 13.866 mega-volt-amperes (MVA) de capacidade de transformação de subestações.

Por fim, foi realizada a sessão presencial da Consulta Pública nº 7/2018 referente aos leilões de eficiência energética no Brasil. Podendo ser considerado um leilão de geração de energia às avessas, na nova modalidade no âmbito do Programa de Eficiência Energética (PEE), a ANEEL definiria o montante anual a ser abatido da carga de energia ao longo do programa, e os empreendedores competiriam entre si pelo menor preço do compromisso de redução de consumo. Os vencedores do leilão se tornariam uma nova espécie de agente regulado - Agente Redutor de Consumo (ARC). Foi proposto que cada competidor oferte no mínimo 0,5 MW médio e no máximo 1 MW médio. É estimado em um cenário moderado um potencial de eficientização de 4 MW médios anuais a partir de ações nos segmentos residencial, comercial, poder público, como troca de lâmpadas e de aparelho por equivalentes mais eficientes, mudança de hábitos, e instalação de geração solar distribuída. Para testar o conceito do leilão, foi proposta a instalação de um projeto piloto em Roraima.