

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)

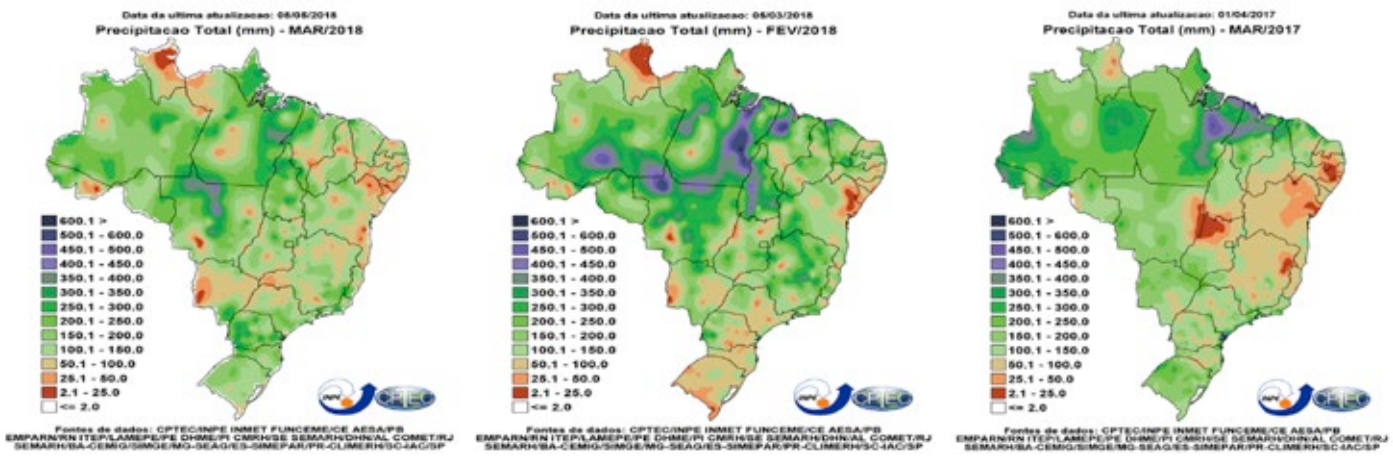
	mar-18		mar-18/fev-18	mar-18/mar-17	Tendências*	fev-18		mar-17	
SE/CO	59.192,00	88,33%	3,91%	30,16%		56.966,00	82,60%	45.477,00	67,88%
S	6.779,00	94,30%	-7,50%	12,59%		7.329,00	86,67%	6.021,00	84,83%
NE	7.889,00	54,48%	21,61%	130,13%		6.487,00	44,34%	3.428,00	23,49%
N	26.637,00	101,15%	57,56%	88,65%		16.906,00	107,39%	14.120,00	83,71%
SIN	100.497,00	-	14,61%	45,55%		87.688,00	-	69.046,00	-

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

Entre os meses de fevereiro e março de 2018, a disponibilidade hídrica do Sistema Interligado Nacional (SIN), representada pela Energia Natural Afluente (ENA), aumentou em 14,61%, conforme Tabela 5.1. Os subsistemas SE/CO, NE, e N tiveram um aumento de 3,91%, 21,61%, e 57,56% respectivamente, enquanto o S teve queda de 7,50%.

A Figura 5.1 ilustra a ocorrência pluviométrica no país. Comparando com fevereiro de 2018, é fácil perceber uma redução das precipitações nas regiões N, NE e SE/CO, com o surgimento de diversas áreas mais claras. Por outro lado, no S observa-se aumento da área com índices superiores a 100.1 mm.

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

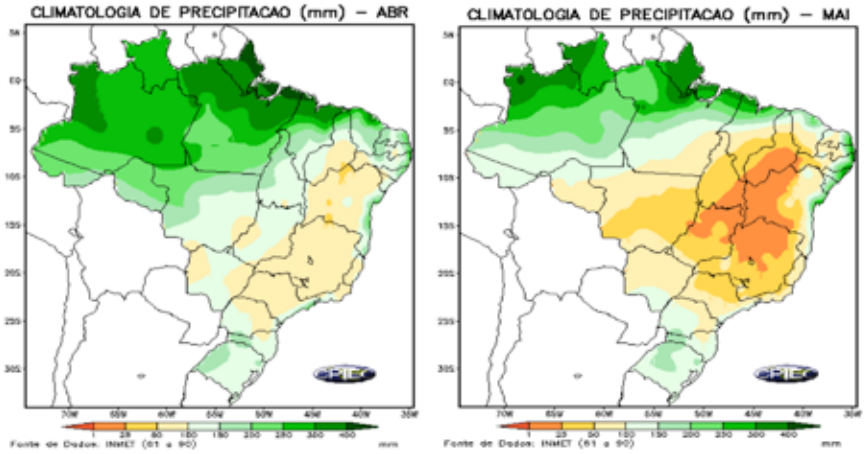


Fonte: CPTEC/INPE

Com relação à Média de Longo Termo (MLT), também apresentadas na Tabela 5.1, observa-se que o mês de março apresentou vazões próximas da média histórica para os subsistemas N (101,15%) e S (94,30%) e SE/CO (88,33%). Tendo em vista o NE, este apresentou uma vazão bem abaixo da média (54,8% da MLT).

Na comparação anual, observou-se aumento de 45,55% na ENA total. Todos os subsistemas apresentaram incrementos: 30,16% no SE/CO, 12,59% no S, 130,13% no NE e 88,65% no N. A Figura 5.2 apresenta a pluviosidade média dos meses de abril e maio. É possível observar uma considerável redução do volume de chuvas em decorrência do final do período úmido. Para os próximos meses, a expectativa é que esta precipitação seja ainda mais reduzida com a chega do período seco.

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



Fonte: CPTEC/INPE

B) DEMANDA

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

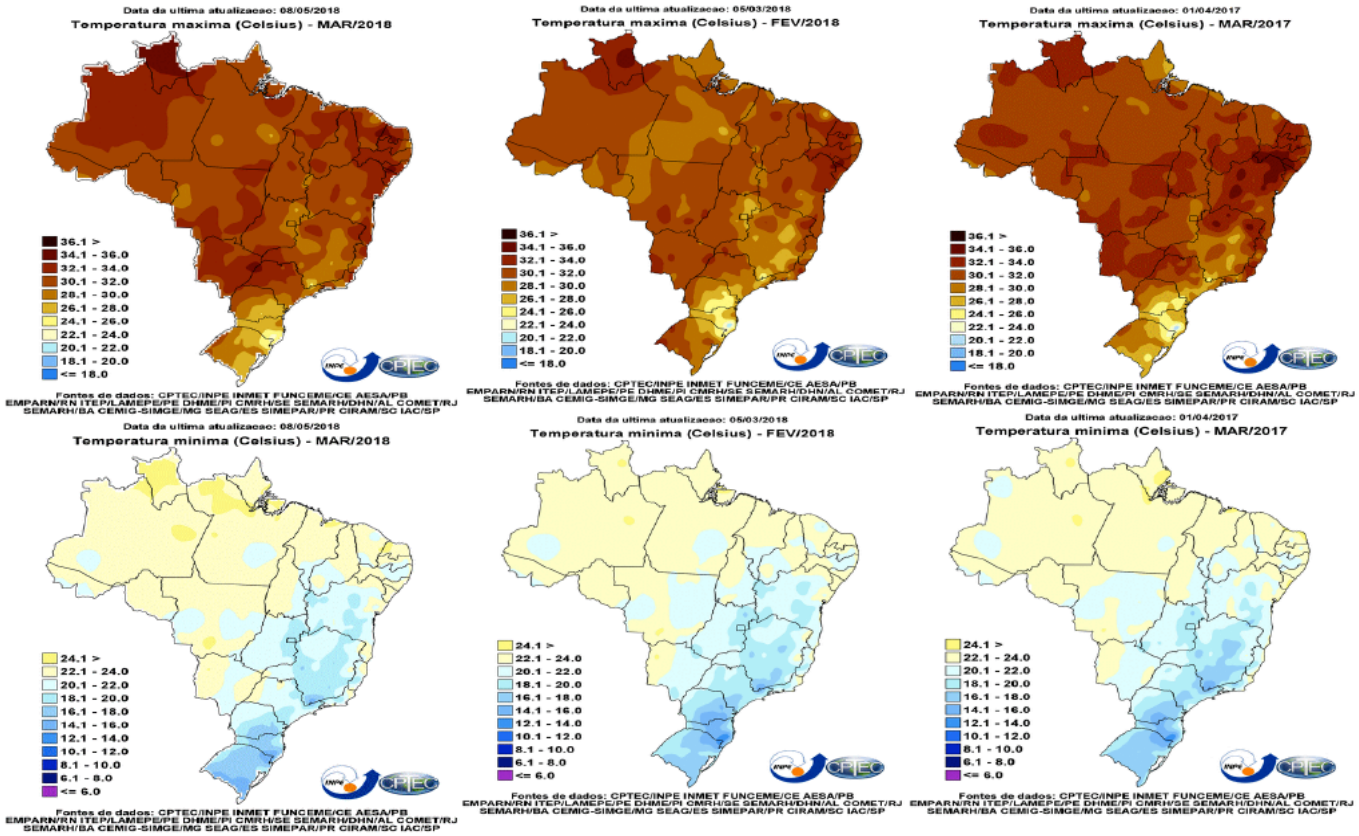
	mar-18	mar-18/fev-18	mar-18/mar-17	Tendências*	fev-18	mar-17
SE/CO	41.817,47	5,22%	3,29%		39.743,94	40.485,46
S	12.238,45	-0,95%	1,94%		12.355,77	12.005,22
NE	10.933,81	1,58%	-0,06%		10.763,49	10.940,44
N	5.644,19	2,59%	1,23%		5.501,83	5.575,47
SIN	70.633,93	3,32%	2,36%		68.365,04	69.006,59

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

A carga de energia do SIN apresentou um aumento de 3,32% na comparação mensal e de 2,36% na comparação anual (Tabela 5.2). Em relação ao mês anterior, a demanda foi reduzida apenas no S (-0,95%), enquanto que no SE/CO, NE, e N esta cresceu (5,22%, 1,58% e 2,59% respectivamente). Já, na comparação anual, com exceção do NE em que a demanda diminuiu -0.06%, todos os subsistemas apresentaram aumento de sua carga (SE/CO 3,29%, S 1,94%, N 1,23%).

Na comparação mensal, o aumento de carga de energia do SE/CO, NE e N pode ser associado à temperaturas máximas mais altas ao longo do mês de março, segundo dados do Instituto Nacional de Meteorologia - INMET (Figura 5.3). A redução da demanda de energia no subsistema S também pode ser associada a variação de temperatura, que neste caso diminuiu ligeiramente.

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



Fonte: CPTEC/INPE

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 85,00 para 95,00 pontos e o Índice de Percepção de Situação Atual Empresarial de 77,60 para 90,60 entre março de 2017 e março de 2018. Além disso, é importante destacar que o Indicador de Incerteza da Economia (IIE-Br), também desenvolvido pelo IBRE/FGV, caiu 12,22 pontos em relação a março 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.

C) OFERTA*

A geração total de energia no SIN no mês de março apresentou queda de -0,52% com relação ao mês anterior, de acordo com a Tabela 5.3. Conforme pode-se observar, a geração hídrica se manteve praticamente constante com um pequeno aumento de 0,05%. Na geração térmica a variação também foi pequena (-0,46%). Entre os dias 17 de fevereiro e 19 de março houve a parada programada para reabastecimento da Usina Nuclear Angra 2. Isso explica sua queda de geração (-35,23%) quando comparada a março de 2017. Ainda na comparação mensal, a fonte eólica também observou redução (-8,61%). Embora com uma produção ainda pequena quando comparada as outras fontes, a energia solar apresentou um crescimento de 5,35%. Ainda assim, uma maior disponibilidade de água permitiu a redução de 3,81% da geração termelétrica, o que levou à queda de 3,13% do fator de emissão de gases de efeito estufa (GEE), conforme Tabela 5.4.

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

		mar-18	mar-18/fev-18	mar-18/mar-17	Tendências*	fev-18	mar-17
SE/CO	Hidráulica	24.597,40	0,60%	-3,01%		24.449,75	25.360,85
	Nuclear	1.150,47	-6,36%	-35,23%		1.228,65	1.776,37
	Térmica	3.808,67	4,03%	-22,39%		3.661,07	4.907,36
	Eólica	0,00	-100,00%	-100,00%		12,62	7,16
	Solar	81,81	28,23%	19953,59%		63,80	0,41
	Total	29.638,34	0,76%	-7,53%		29.415,89	32.052,15
S	Hidráulica	7.796,73	-14,70%	2,68%		9.140,37	7.593,05
	Térmica	924,55	4,11%	-14,00%		888,02	1.075,01
	Eólica	473,90	-16,30%	-27,16%		566,21	650,59
	Solar	0,00	-100,00%	-100,00%		0,55	0,53
	Total	9.195,19	-13,21%	-1,33%		10.595,14	9.319,18
NE	Hidráulica	1.965,74	2,88%	-11,68%		1.910,65	2.225,59
	Térmica	2.957,27	-2,78%	-5,70%		3.041,84	3.136,15
	Eólica	2.350,61	-8,00%	11,27%		2.554,92	2.112,52
	Solar	166,18	-2,84%	8688,89%		171,04	1,89
	Total	7.439,80	-3,11%	-0,49%		7.678,45	7.476,15
N	Hidráulica	9.447,32	5,09%	-2,72%		8.989,36	9.710,98
	Térmica	815,98	-14,56%	49,66%		955,08	545,22
	Eólica	89,76	62,72%	-		55,17	0,00
	Solar	0,00	-	-		0,00	0,00
	Total	10.353,07	3,53%	0,94%		9.999,60	10.256,21
Itaipu		11.373,10	6,66%	15,17%		10.662,51	9.875,15
Total	Hidráulica	55.180,30	0,05%	0,76%		55.152,63	54.765,62
	Nuclear	1.150,47	-6,36%	-35,23%		1.228,65	1.776,37
	Térmica	8.506,47	-0,46%	-11,98%		8.546,00	9.663,74
	Eólica	2.914,27	-8,61%	5,20%		3.188,91	2.770,26
	Solar	247,99	5,35%	8654,04%		235,39	2,83
SIN		67.999,50	-0,52%	-1,42%		68.351,58	68.978,82

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

Na comparação anual, observa-se um acréscimo de 0,76% na geração hídrica. Destaque é dado para a geração solar com um considerável crescimento em apenas 1 ano. A menor geração térmica, com queda de 11,98%, foi compensada por uma maior geração hídrica e eólica. Isso justifica a redução de 8,76% do fator de emissão de GEE (tCO_2/MWh).

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

	mar-18	mar-18/fev-18	mar-18/mar-17	Tendências*	fev-18	mar-17
SIN	0,0635	4,44%	-8,76%		0,0608	0,0696

* Tendências nos últimos 12 meses
Fonte: Elaboração própria[20] a partir dos dados do MCTI

* As análises relacionadas à geração de energia foram obtidas a partir dos dados divulgados pela ONS.

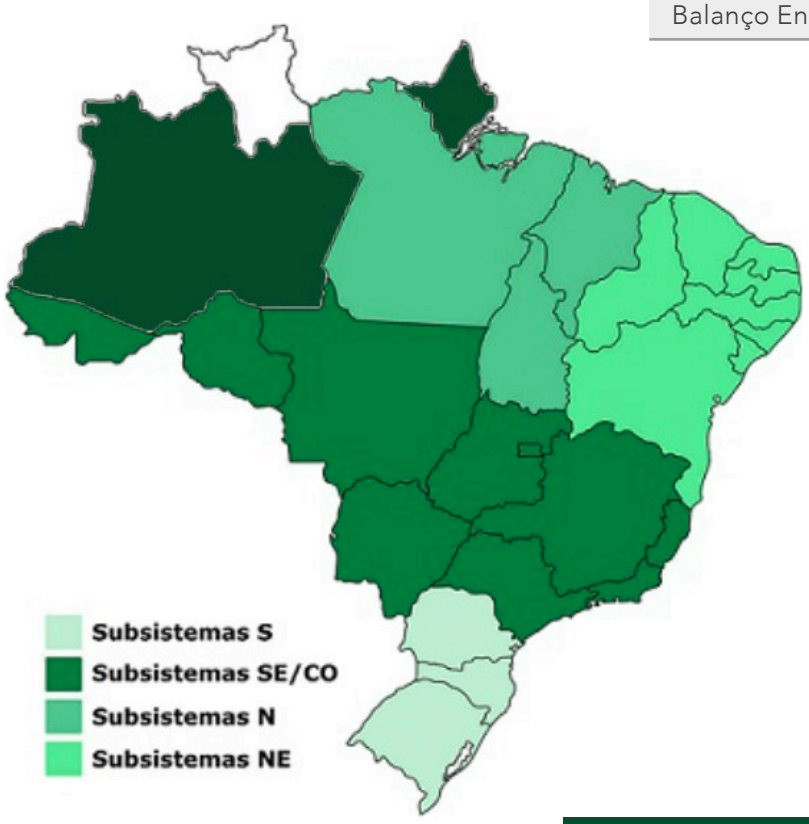
D) BALANÇO ENERGÉTICO

Figura 5.5: Mapa de Balanço Energético dos Subsistemas do SIN

Balanço Energético (+) Superávit

(-) Déficit

Subsistema N	
Carga	5.644
Geração	10.432
Balanço Energético	4.788



Subsistema NE	
Carga	10.934
Geração	7.800,3
Balanço Energético	-3.133,7

Subsistema SE/CO	
Carga	41.817
Geração	42.858,04
Balanço Energético	1.041,04

Subsistema S	
Carga	12.238
Geração	9.542,03
Balanço Energético	-2.695,97

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 março de 2018 os subsistemas S e NE foram deficitários. Tais subsistemas foram supridos com 3.043 MWmed, e 3.494 MWmed respectivamente. O subsistema N foi superavitário em 4.709 MWmed. A energia exportada pelo subsistema N decorre da alta afluência desse período e pela capacidade limitada de estocagem do recurso hídrico nesse subsistema. Na forma de intercâmbio internacional, houve uma pequena importação de 0,02 MWmed.

Tabela 5.5: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)

	mar-18	mar-18/fev-18	mar-18/mar-17	Tendências*	fev-18	mar-17
S - SE/CO	-2.695,95	-53,50%	-1,42%		-1.756,34	-2.658,27
Internacional - S	0,02	-99,53%	-99,93%		4,29	27,77
N - NE	2.575,75	1,84%	-10,89%		2.529,12	2.890,41
N - SE/CO	2.212,86	11,88%	21,62%		1.977,81	1.819,52
SE/CO - NE	557,95	0,37%	-2,78%		555,92	573,88

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

E) ESTOQUE

Tabela 5.6: Energia Armazenada-EAR (MWmês)

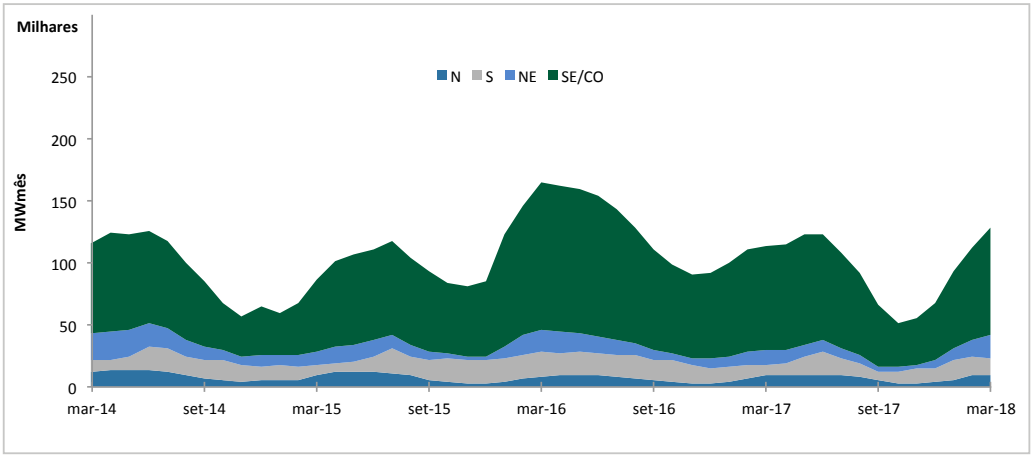
	mar-18		mar-18/fev-18	mar-18/mar-17	Tendências*	fev-18		mar-17	
	EAR	% Reservatório				EAR	% Reservatório	EAR	% Reservatório
SE/CO	86.083	42,33%	14,60%	2,12%		75.115	36,94%	84.294	41,45%
S	13.802	68,67%	-6,54%	58,08%		14.768	73,47%	8.731	43,44%
NE	18.773	36,24%	37,86%	68,79%		13.617	26,28%	11.122	21,47%
N	9.920	65,93%	6,21%	3,39%		9.340	62,08%	9.595	63,79%
SIN	128.578	44,29%	13,95%	13,04%		112.840	38,87%	113.742	39,18%

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

Como consequência dos volumes pluviométricos observados durante o mês de março foi registrado aumento de 13,95% na Energia Armazenada (EAR) do SIN, atingindo 44,29% da capacidade total dos reservatórios. No subsistema NE, onde houve a maior recuperação em março, o volume armazenado passou de 26,28% para 36,24% da capacidade.

Quando comparado aos resultados registrados para o mesmo mês do ano anterior, observa-se incremento na EAR de 13,04%. Todos os subsistemas se encontravam com volume de água armazenada superior ao observado 12 meses antes. A maior variação foi observada nos subsistemas S (+58,08%) e NE (68,79%).

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

F) CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO – CMO

No mês de março de 2018, o CMO médio foi superior ao do mês anterior nos subsistemas SE/CO, S, e NE. Os valores médios registrados foram de R$185,92 no SE/CO, R$185,92 no S e R$186,94 no NE. No subsistema N, devido ao grande volume pluviométrico, o CMO médio foi de apenas R$2,95.

Na comparação anual, o subsistema N passou de R$0,00 para R$2,95. Nos subsistemas SE/CO, S e NE, a variação foi de -7,42%, -7,42% e -36,74% respectivamente. Essa redução é reflexo de uma hidrologia mais favorável esse ano e consequentemente uma menor geração térmica, como já mencionada na Tabela 5.3.

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

	mar-18	mar-18/fev-18	mar-18/mar-17	Tendências*	fev-18	mar-17
SE/CO	185,92	7,54%	-7,42%		172,88	200,83
S	185,92	9,52%	-7,42%		169,77	200,83
NE	186,94	11,05%	-36,74%		168,34	295,53
N	2,95	-86,16%	#DIV/0!		21,32	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 março de 2018, a potência instalada de micro e minigeração distribuída - MMGD era de 335,9 MW, sendo aproximadamente 42% na alta tensão e 58% na baixa tensão. Da potência instalada de MMGD, 76,6% era do tipo fotovoltaica, 12,9% hidráulica, 7,4% térmica e 3,1% eólica. A Tabela 5.8 apresenta as 10 distribuidoras com maior capacidade instalada de MMGD. É importante destacar que 26,8% da capacidade instalada de MMGD está na área de concessão da CEMIG-D e 7,4% na área de concessão da Companhia Energética do Ceará - COELCE.

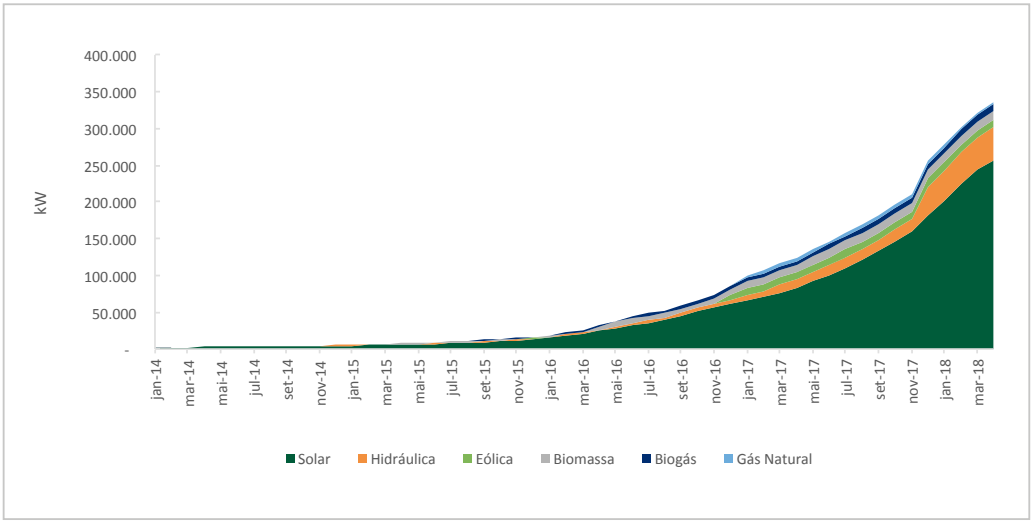
A MMGD vem apresentando um crescimento exponencial de sua capacidade instalada. Na comparação com o mês anterior, a capacidade instalada cresceu 4,50%, enquanto que, em relação ao mesmo mês do ano passado, esta apresentou aumento de 172,83%. Na comparação mensal, as distribuidoras que apresentaram maiores taxas de crescimento foram RGE (+7,79%), CPFL (+7,45%) e COPEL (+6,99%). Na comparação anual, as distribuidoras que se destacaram pelas maiores taxas de crescimento foram RGE Sul (+331,79%), CELG-D (+305,05%) e CEMIG-D (+286,26%).

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

Distribuidoras	abr-18	abr-18/mar-18	abr-18/abr-17	Tendências*	mar-18	abr-17
CEMIG Distribuição S.A	90.122,51	3,07%	286,26%		87.435,92	23.331,81
COMPANHIA ENERGETICA DO CEARA	24.993,75	1,95%	36,19%		24.515,03	18.351,58
RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	20.926,53	3,15%	331,79%		20.288,20	4.846,49
Celesc Distribuição S.A.	19.070,92	0,02%	143,33%		19.067,92	7.837,51
Light Serviços de Eletricidade S.A.	16.557,39	2,87%	139,18%		16.095,56	6.922,70
Copel Distribuição S.A	15.515,21	6,99%	150,87%		14.502,19	6.184,63
Companhia Paulista de Força e Luz	15.108,86	7,45%	164,85%		14.061,94	5.704,64
ENERGISA MATO GROSSO - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	11.719,38	0,00%	74,22%		11.719,38	6.726,61
Celg Distribuição S.A.	9.762,58	4,93%	305,05%		9.304,16	2.410,20
Rio Grande Energia S.A.	9.177,24	7,79%	185,91%		8.514,28	3.209,88
Outras	102.991,70	7,31%	173,87%		95.977,07	37.606,35
Total	335.946,07	4,50%	172,83%		321.481,65	123.132,40

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

H) EXPANSÃO

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

Fonte	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total
Termelétrica	118	828	2.081	1.244	50	-	-	4.320
Biomassa	81	50	148	221	20	127	-	647
Solar	623	556	18	175	85	-	-	1.457
Hidrelétrica	2.136	5.236	-	32	71	35	-	7.511
PCH	141	149	402	503	147	50	-	1.392
Eólica	1.195	1.813	159	120	-	82	-	3.369
Total	4.295	8.631	2.808	2.295	374	295	-	18.697

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

No período de 16 de março a 15 de abril de 2018, a expansão registrada pelo SIN foi de 773 MW. Conforme apresentado na Tabela 5.9, a expectativa é que a capacidade de geração do sistema seja incrementada em 18.697 MW até o fim de 2023, sendo 23% em termelétrica, 4% em Biomassa, 8% em Solar, 40% em hidrelétrica, 7% em PCH e 18 em eólica.

I) TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Ao longo do período, foram verificados os processos de reajuste tarifário da Companhia Energética de Pernambuco - CELPE e da Companhia Sul Sergipana de Eletricidade – SULGIPE (Tabela 5.10). A concessionária CELPE atende 3,7 milhões unidades consumidoras localizadas no estado de Pernambuco e teve suas tarifas de energia elétrica reajustadas a partir de 29 de abril em 8,89% em média, sendo 8,47% para os consumidores da baixa tensão e 9,90% para os consumidores da alta tensão. Já a concessionária Sulgipe que atende 146 mil unidades consumidoras no estado de Sergipe teve suas tarifas de energia elétrica reajustadas a partir de 22 de maio em 20,45% em média, sendo 18,06% para os consumidores da baixa tensão e 25,49% para os consumidores da alta tensão.

Tabela 5.10: Reajustes Tarifários (Variação % Média)

Sigla	Concessionária	Estado	Índice de Reajuste Tarifário	Data
CELPE	Companhia Energética de Pernambuco	PE	8,89%	29/abr
SULGIPE	Companhia Sul Sergipana de Eletricidade	SE	20,45%	22/mai

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL.

J) LEILÕES

Entrou em audiência pública o edital do Leilão de Energia Nova A-6 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. As contribuições da sociedade à audiência pública podem ser feitas até o dia 25 de junho de 2018 pelo e-mail ap021_2018@aneel.gov.br.

Está previsto para ocorrer em 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.

Além disso, foi aberta a Consulta Pública nº 7/2018 para debater a introdução de 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). A Consulta Pública ficará aberta a contribuições até o dia 16 de junho de 2018 pelo e-mail cp007_2018@aneel.gov.br.