

Setor Elétrico

Por Gláucia Fernandes, Guilherme Pereira e Vanderlei Martins

A) DISPONIBILIDADE

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

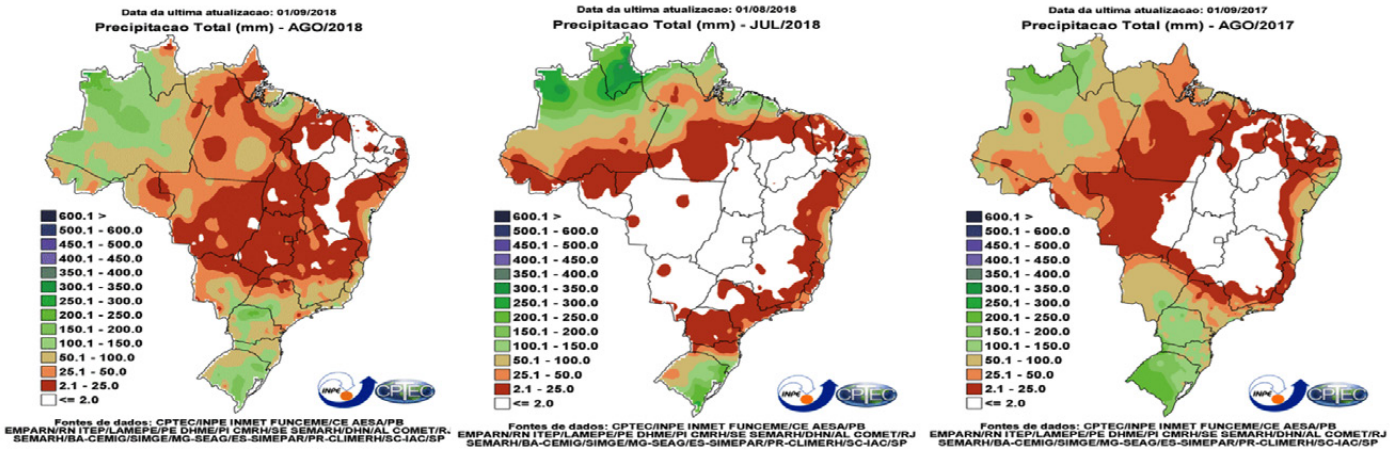
	ago-18		ago-18/jul-18	ago-18/ago-17	Tendências*	jul-18		ago-17	
SE/CO	16.965,00	83,19%	-4,21%	-1,66%		17.710,00	69,55%	17.251,00	85,40%
S	4.841,00	46,94%	-26,34%	-7,67%		6.572,00	58,54%	5.243,00	50,91%
NE	1.316,00	38,70%	-7,06%	22,30%		1.416,00	36,31%	1.076,00	31,42%
N	2.328,00	72,17%	-40,93%	50,29%		3.941,00	75,46%	1.549,00	57,62%
SIN	25.450,00	-	-14,13%	1,32%		29.639,00	-	25.119,00	-

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

Através da Figura 5.1 pode-se perceber que em boa parte do Brasil a precipitação total em agosto de 2018 foi baixa, embora a área com precipitação menor que 2.0 mm tenha reduzido. Dessa forma, a baixa precipitação tradicionalmente observada nessa época do ano em grande parte do país fez com que houvesse uma redução de 14,13% na ENA disponível, em comparação com julho de 2018. A maior redução de disponibilidade hídrica foi observada no subsistema N (-40,93%), seguido pelo S (-26,34%), NE (-7,06%) e SE/CO (-4,21%), como pode ser observado na Tabela 5.1. Além disso, vale a pena destacar que a disponibilidade hídrica é bastante delicada, como indica a relação entre ENA e MLT[22]. Em todos os casos, a ENA esteve abaixo da média histórica, SE/CO (83,19%), S (46,94%), NE (38,70%) e N (72,17%).

[22] A Energia Natural Afluente em função da MLT indica, em termos percentuais, o quão próximo da média histórica a ENA de determinado mês está.

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

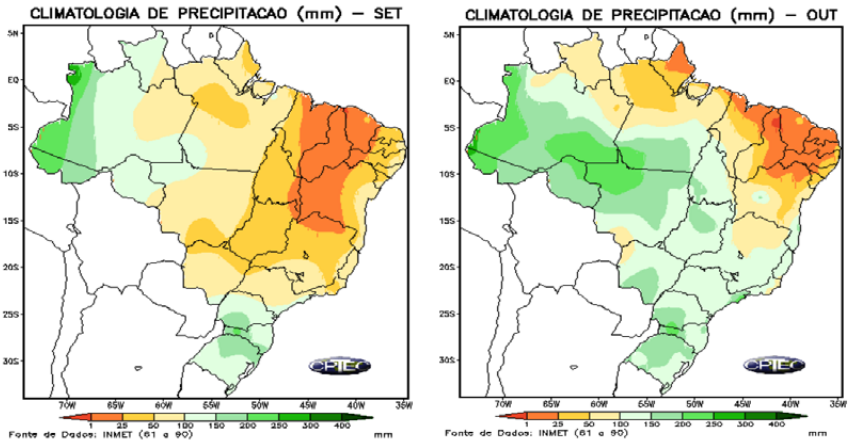


Fonte: CPTEC/INPE

Na comparação anual, a disponibilidade hídrica no mês de agosto de 2018 foi um pouco melhor do que a de agosto de 2017, pois houve uma variação positiva de 1,32%. As ENAs nos subsistemas NE e N sofreram uma variação positiva de 22,30% e 50,29%, respectivamente. Por outro lado, o SE/CO sofreu uma redução de 1,66%, enquanto que a variação no S foi de -7,67%.

A Figura 5.2 apresenta a pluviosidade média dos meses de setembro e outubro, onde é possível observar uma gradual redução das áreas de baixa precipitação com a aproximação do final do período seco. Dessa maneira, a expectativa é que a disponibilidade hídrica melhore até o final do ano.

Figura 5.2: Mapas de Pluviosidade Média no Brasil para setembro e outubro



Fonte: CPTEC/INPE

B) DEMANDA

Tabela 5.2: Consumo de Energia por Subsistema (MWmed)

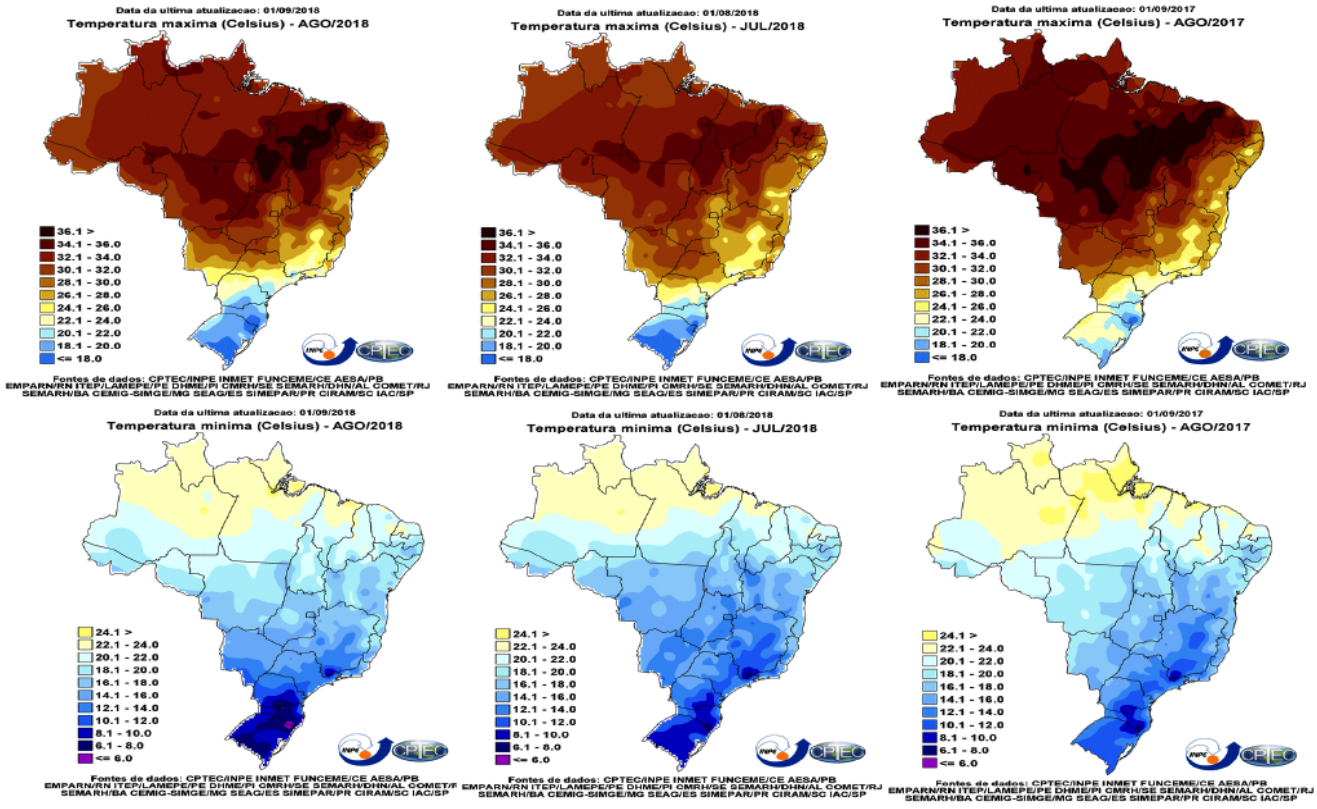
	ago-18	ago-18/jul-18	ago-18/ago-17	Tendências*	jul-18	ago-17
SE/CO	37.398,05	0,87%	2,32%		37.074,48	36.549,97
S	11.071,74	-0,08%	1,98%		11.080,20	10.857,01
NE	10.618,38	3,59%	4,65%		10.249,90	10.146,57
N	5.358,90	3,45%	-6,03%		5.180,27	5.702,90
SIN	64.447,07	1,36%	1,88%		63.584,85	63.256,45

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

Houve um aumento de 1,36% no consumo de energia do SIN. As maiores variações foram observadas no NE e N, 3,59% e 3,45% respectivamente. O SE/CO teve uma pequena variação de 0,87% enquanto que o consumo no S foi praticamente constante, sofrendo uma ligeira queda de 0,08%.

Na comparação anual, o consumo de energia aumentou 1,88%, acompanhando a melhora 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 86,00 para 91,40 pontos e o Índice de Percepção de Situação Atual Empresarial de 82,20 para 89,20 entre agosto de 2017 e agosto de 2018. É importante destacar que o Indicador de Incerteza da Economia (IIE-Br), também desenvolvido pelo IBRE/FGV sofreu uma queda de 1,87% na comparação anual.

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



Fonte: CPTEC/INPE

C) OFERTA

A geração total de energia no SIN no mês de agosto aumentou em 1,35%, face ao aumento de carga também observado nesse mês. Embora a disponibilidade hídrica tenha sido baixa em agosto, a geração da Usina de Itaipu fez com que houvesse um aumento da geração hidráulica total do SIN em 0,53%. Além dessa, as outras fontes variaram positivamente, com destaque para a geração eólica, com aumento de 6,44%. O maior uso de térmicas contribuiu para o aumento das emissões, fazendo com que o fator de emissão de GEE (tCO_2/MWh) aumentasse em 9,76 %.

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

		ago-18	ago-18/jul-18	ago-18/ago-17	Tendências*	jul-18	ago-17
SE/CO	Hidráulica	18.510,98	-3,27%	7,07%		19.136,31	17.289,28
	Nuclear	2.021,55	0,71%	17,60%		2.007,29	1.719,04
	Térmica	7.600,90	-10,36%	-21,33%		8.479,36	9.662,02
	Eólica	23,99	2,97%	162,55%		23,30	9,14
	Solar	116,37	-3,30%	32040,74%		120,33	0,36
	Total	28.273,78	-5,02%	-1,42%		29.766,60	28.679,85
S	Hidráulica	6.526,63	-6,93%	-17,99%		7.012,26	7.958,36
	Térmica	1.652,97	3,53%	33,37%		1.596,67	1.239,35
	Eólica	811,54	4,60%	7,11%		775,86	757,66
	Solar	0,39	31,58%	-19,87%		0,29	0,48
	Total	8.991,53	-4,19%	-9,69%		9.385,08	9.955,85
NE	Hidráulica	1.797,23	-1,61%	9,98%		1.826,60	1.634,12
	Térmica	2.786,29	10,97%	-25,78%		2.510,95	3.754,33
	Eólica	6.244,45	6,14%	24,02%		5.883,17	5.035,09
	Solar	243,95	4,85%	247,87%		232,67	70,13
	Total	11.071,92	5,92%	5,51%		10.453,38	10.493,67
N	Hidráulica	4.152,93	-0,66%	37,88%		4.180,71	3.011,94
	Térmica	3.252,90	29,26%	30,48%		2.516,57	2.492,98
	Eólica	164,83	33,10%	28,10%		123,84	128,67
	Solar	0,00	-	-		0,00	0,00
	Total	7.570,66	10,99%	34,38%		6.821,11	5.633,59
Itaipu		8.422,99	19,51%	2,49%		7.048,00	8.218,46
Total	Hidráulica	39.410,75	0,53%	3,41%		39.203,87	38.112,16
	Nuclear	2.021,55	0,71%	17,60%		2.007,29	1.719,04
	Térmica	15.293,05	1,25%	-10,82%		15.103,55	17.148,68
	Eólica	7.244,82	6,44%	22,16%		6.806,17	5.930,57
	Solar	360,70	2,10%	408,25%		353,30	70,97
SIN		64.330,87	1,35%	2,14%		63.474,17	62.981,41

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

Na comparação anual, observa-se um aumento de 2,14% na geração total. Todas as fontes, com exceção da térmica, apresentaram crescimento. Vale a pena destacar o crescimento da geração eólica e solar, 22,16% e 408,25%. A diminuição da geração térmica, consequentemente, contribuiu para uma redução de 9,98% do fator de emissão de GEE (tCO_2/MWh).

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

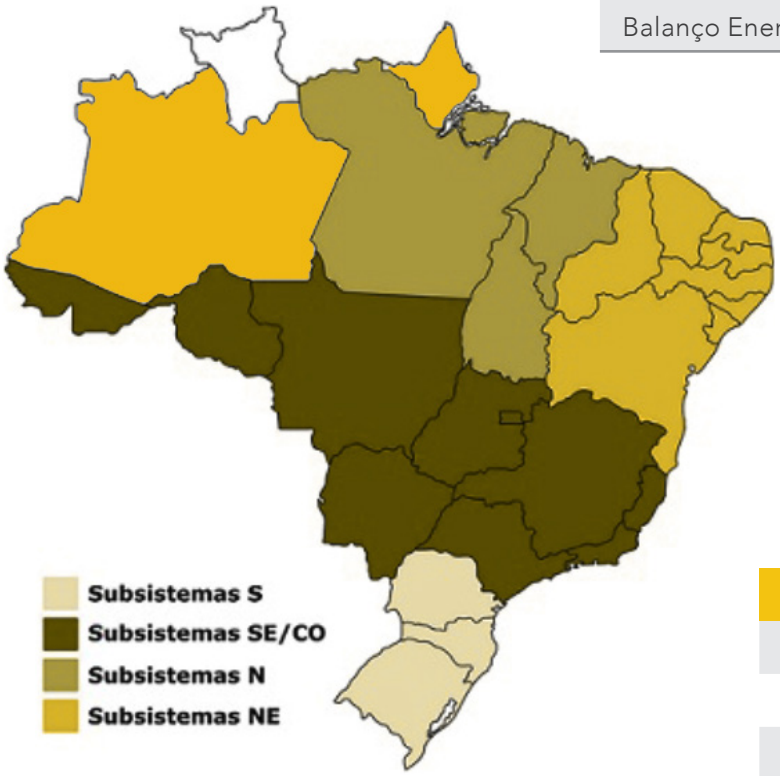
	ago-18	ago-18/jul-18	ago-18/ago-17	Tendências*	jul-18	ago-17
SIN	0,1181	9,76%	-9,98%		0,1076	0,1312

* 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	5.359
Geração Hídrica	4.153
Geração Térmica	3.253
Geração Eólica	165
Balanço Energético	2.212

Subsistema NE	
Carga	10.618
Geração Hídrica	1.797
Geração Térmica	2.786
Geração Eólica	6.244
Geração Solar	244
Balanço Energético	454

Subsistema SE/CO	
Carga	37.398
Geração Hídrica	18.511
Geração de Itaipu	8.423
Geração Térmica	7.601
Geração Nuclear	2.022
Geração Eólica	24
Geração Solar	116
Balanço Energético	-701

Subsistema S	
Carga	11.072
Geração Hídrica	6.527
Geração Térmica	1.653
Geração Eólica	812
Balanço Energético	-2.081

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 agosto de 2018 os subsistemas S e SE/CO foram deficitários, recebendo cada um deles respectivamente 2.081 MWMed e 701 MWMed. Praticamente toda essa energia foi suprida pelo subsistema N, superavitário em 2.212 MWMed. Adicionalmente, houve um complemento de 454 MWMed do NE e aproximadamente 116 MWMed na forma de importação internacional.

Tabela 5.5: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)

	ago-18	ago-18/jul-18	ago-18/ago-17	Tendências*	jul-18	ago-17
S - SE/CO	-1.964,02	-23,96%	-213,99%		-1.584,46	-625,50
Internacional - S	116,00	4,83%	-57,92%		110,66	275,66
N - NE	352,16	-3,48%	430,11%		364,85	-106,68
N - SE/CO	1.859,60	45,74%	3160,17%		1.275,99	57,04
SE/CO - NE	-805,70	-41,76%	-235,12%		-568,34	-240,42

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

E) ESTOQUE

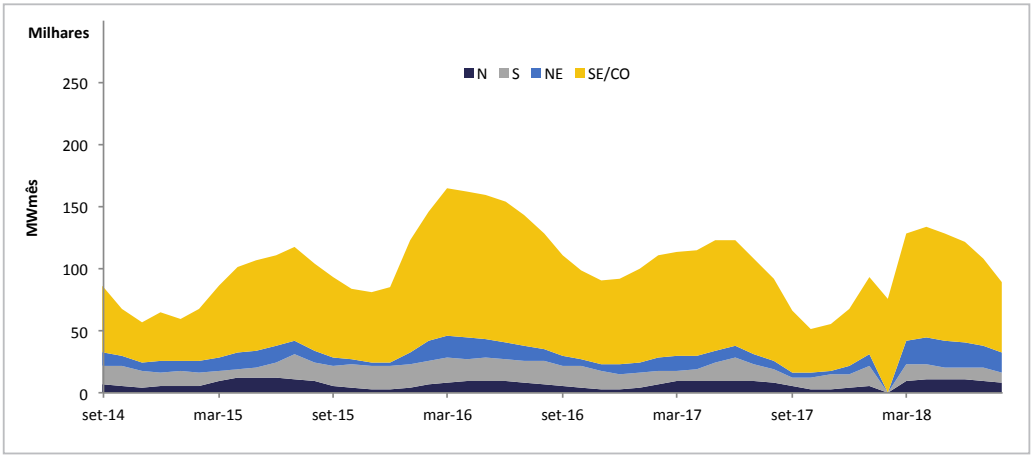
Tabela 5.6: Energia Armazenada-EAR (MWmês)

	ago-18		ago-18/jul-18	ago-18/ago-17	Tendências*	jul-18		ago-17	
	EAR	% Reservatório				EAR	% Reservatório	EAR	% Reservatório
SE/CO	56.955	28,02%	-18,29%	-13,86%		69.705	34,29%	66.122	32,52%
S	8.169	40,64%	-16,79%	-28,28%		9.817	48,84%	11.390	56,67%
NE	16.555	31,94%	-8,56%	161,66%		18.105	34,93%	6.327	12,21%
N	8.131	54,04%	-19,51%	4,98%		10.102	67,14%	7.745	51,49%
SIN	89.810	30,94%	-16,63%	-1,94%		107.729	37,11%	91.584	31,55%

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

Como consequência dos volumes pluviométricos observados entre os meses de julho e agosto, foi registrado uma redução de 16,63% na Energia Armazenada (EAR) do SIN, fazendo com que o volume de água armazenado seja apenas 30,94% da capacidade do reservatório. Em todos os subsistemas houve uma redução da EAR. A maior redução foi observada no subsistema N, 19,51%. Quando comparado aos resultados registrados no ano anterior, observa-se uma redução na EAR de 1,94%. Houve um considerável acúmulo de EAR no NE, passando de 6.327 MWmês para 16.555 MWmês, o que representou uma variação de +161,66%. Todavia, a situação ainda é delicada, pois a energia acumulada representou apenas 31,94% da capacidade do reservatório. No N também foi possível observar um aumento da EAR. Por outro lado, houve uma redução de 28,28% no S e 13,86% no SE/CO.

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

F) CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO – CMO

Entre os meses de julho e agosto de 2018, como esperado, o CMO médio subiu em todos os subsistemas, chegando a 766,41 R$/MWh. Quando comparado com agosto de 2017, o aumento observado foi de 51,20% para todos os subsistemas.

Tabela 5.7: CMO Médio Mensal - R$/MWh

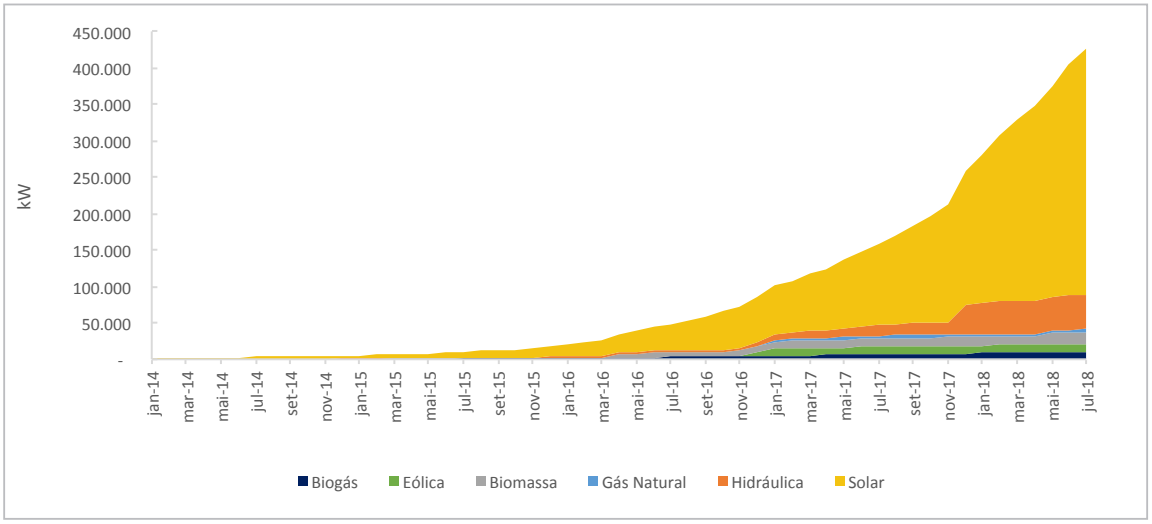
	ago-18	ago-18/jul-18	ago-18/ago-17	Tendências*	jul-18	ago-17
SE/CO	766,41	27,00%	51,20%		603,46	506,89
S	766,41	27,00%	51,20%		603,46	506,89
NE	766,41	27,00%	51,20%		603,46	506,89
N	766,41	27,00%	51,20%		603,46	506,89

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

G) MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Em setembro, o setor elétrico brasileiro adicionou a sua operação 34,5 MW de geração descentralizada (Resolução Normativa nº 482 da ANEEL de 17 de abril de 2012). Dessa forma, atingiu o valor global de 512,5 MW de capacidade instalada nos sistemas de micro e minigeração distribuída (MMGD) de energia, sendo 81,1% desta geração solar fotovoltaica, 10,2% de pequenas centrais hidrelétricas que estão enquadradas nos critérios para operarem como MMGD, 6,8% de participação térmica e 2,0% de geração eólica – vide figura 5.6.

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL

A geração distribuída continua com crescimento expressivo e avançou 7,2% em relação ao mês anterior. Na avaliação em 12 meses, há um crescimento de 177,8%, o que revela uma expansão significativa deste mercado para os consumidores brasileiros no último ano.

Como pode ser observado na tabela 5.8, as distribuidoras que possuem maior número acumulado de prosumers[23] e taxa de crescimento nos pedidos de conexão são CEMIG-D, RGE Sul, CELESC, COELCE e COPEL.

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

Distribuidoras	set-18	set-18/ago-18	set-18/set-17	ago-18	set-17
CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A	127.427,32	14,01%	261,24%	111.766,36	35.274,51
RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	33.861,26	7,40%	229,95%	31.529,50	10.262,46
CELESC DISTRIBUIÇÃO S.A.	31.780,30	0,00%	166,29%	31.780,30	11.934,26
COMPANHIA ENERGETICA DO CEARA	30.742,69	0,00%	51,79%	30.742,69	20.253,66
COPEL DISTRIBUICAO S.A.	29.071,39	4,76%	213,24%	27.751,16	9.280,76
COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ	21.922,61	6,26%	145,61%	20.630,20	8.925,82
LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S A	20.754,74	2,40%	95,65%	20.268,91	10.608,16
ENERGISA MATO GROSSO - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	18.966,98	0,56%	127,03%	18.862,18	8.354,43
CELG DISTRIBUIÇÃO S.A.	16.009,76	8,40%	181,93%	14.769,75	5.678,64
RIO GRANDE ENERGIA SA	16.000,90	12,19%	238,87%	14.262,91	4.721,83
OUTRAS	166.057,38	6,60%	180,33%	155.776,12	59.236,81
TOTAL	512.595,33	7,21%	177,78%	478.140,08	184.531,34

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

[23] Prosumer é um termo originado do inglês que provém da junção de producer (produtor) + consumer (consumidor) ou professional (profissional) + consumer (consumidor).

H) EXPANSÃO

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

Fonte	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Total
Termelétrica	126,56	796,38	2.100,79	1.334,50	50,00	-	4.408
Biomassa	20,00	130,82	246,87	715,65	-	178,50	1.292
Solar	449,20	535,14	30,00	664,00	446,86	-	2.125
Hidrelétrica	100,00	3.402,54	2.444	32,00	71,22	35,18	6.085
PCH	58,40	116,63	365,79	563,98	226,35	49,87	1.381
Eólica	888,25	1.791,20	222,90	120,00	487,10	906,93	4.416
Total	1.642,41	6.772,71	5.410,79	3.430,13	1.281,53	1.170,48	19.708

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

No período de 15 de outubro de 2018 até 31 de dezembro de 2025, a expansão prevista, considerando apenas projetos sem graves restrições para entrada em operação, é de aproximadamente 19.708 MW. Conforme apresentado na Tabela 5.9, até o final de 2018, a expectativa é que a capacidade de geração do sistema seja incrementada em 1.642,41 MW, sendo aproximadamente 8% em termelétrica, 1% em Biomassa, 27% em Solar, 6% em hidrelétrica, 4% em PCH e 54% em eólica.

I) TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Como pode ser observado na Tabela 5.10, ao longo do período, foram verificados os processos de reajuste tarifário em 2 distribuidoras. Além disso, 16 permissionárias tiveram suas tarifas atualizadas.

No processo de reajuste tarifário, a concessionária CPFL Piratininga que atende 1,7 milhão de unidades consumidoras em 6 municípios de São Paulo teve suas tarifas de energia elétrica reajustadas a partir de 23 de outubro de 2018 em 19,25% em média, sendo 18,70% para os consumidores da baixa tensão e 20,18% para os consumidores da alta tensão.

A EDP SP, que atende a 1,8 milhão de unidades consumidoras localizadas em São Paulo, teve reajuste médio de 17,84% na alta tensão e 15,13% na baixa tensão, o que resultou em aumento médio de 16,12% nas tarifas a partir de 23 de outubro de 2018.

Além das distribuidoras, a ANEEL atualizou a tarifa de 16 permissionárias de energia elétrica. As permissionárias e os respectivos efeitos médios para o consumidor são: Cedri (SP), 13,8%; Cejama (SC), 10%; Ceraçá (SC), 10%; Cerbranorte (SC), 10%; Cerej (SC), 10%; Cergal (SC), 14,8%; Cergapa (PA), 10%; Cergral (SC), 10%; Cermoful (SC), 10%; Cerpalo (SC), 11,2%; Cersul (SC), 10%; Certrel (SC), 10%; Coopera (SC), 10%; Coopercocal (SC), 10%; Coopermila (SC), (10%); Coorsel (SC), (10%).

Devido a inadimplência da distribuidora com obrigações setoriais, o reajuste tarifário da Companhia Energética de Brasília - CEB (DF), aprovado em 16 de outubro de 2018, está suspenso. Caso a empresa regularize suas pendências, o reajuste entrará em vigor a partir de 22 de outubro de 2018.

Por fim, a ANEEL prorrogou as tarifas da Companhia Energética do Piauí – CEPISA. O correspondente reajuste apenas entrará em vigor após a assinatura de contrato de concessão pela Equatorial Energia.

Tabela 5.10: Reajustes Tarifários (Variação % Média)

Sigla	Concessionária	Estado	Índice de Reajuste Tarifário	Data
CPFL Piratininga	Companhia Piratininga Força e luz	SP	19,25%	23/out
EDP SP	São Paulo Distribuidora de Energia S.A.	SP	16,12%	23/out

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL.

J) LEILÕES

Os vencedores do Leilão de Transmissão 02/2018, realizado em junho, assinaram na sexta-feira (21/9) os contratos de concessão com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para construção e operação de 2.562 quilômetros de novas linhas de transmissão e de 12.226 mega-volt-amperes (MVA) de potência de subestações. Os novos empreendimentos serão nos estados de Alagoas, Bahia, Ceará, Goiás, Maranhão, Minas Gerais, Pará, Paraíba, Piauí, Rio de Janeiro, Rio Grande do Norte, Rio Grande do Sul, Santa Catarina, São Paulo, Sergipe e Tocantins e demandarão investimentos próximos a R$ 6 bilhões.

Essas novas concessões de transmissão tem a possibilidade de gerar 13,6 mil empregos diretos e gerar uma economia para os consumidores de cerca de R$ 14,1 bilhões, ao longo dos 30 anos dos contratos. Segundo André Pepitone, diretor-geral da ANEEL, "Uma rede de transmissão sólida e cada vez mais fortalecida é crucial em um sistema elétrico como o nosso, com múltiplas fontes, que se complementam inclusive geograficamente. Essa malha garante que regiões que estão gerando mais energia abasteçam outras que estão com produção menor".

Os leilões, responsáveis pela contratação de 70% da energia consumida no Brasil, estão sendo modernizados. O projeto "Cadeia de Sistema de Leilões" está fase de desenvolvimento (especificação, construção e homologação) com previsão para ser entregue no segundo semestre de 2019. A ANEEL e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) tem por objetivo com este projeto melhorar e sistematizar o processo de realização dos certames do mercado regulado de energia. As novas plataformas integrarão as bases de dados da CCEE, da ANEEL, da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), do Ministério de Minas e Energia (MME) e do Bradesco, que é o banco custodiante das garantias de leilão.

Dentre os benefícios deste projeto estão:

i) a automatização dos processos de inscrição dos leilões de geração operacionalizados pela CCEE por delegação da ANEEL,
ii) a retirada dos termos e senhas, que passarão a ser via sistema, dispensando a retirada presencial,
iii) a maior facilidade de gestão das garantias financeiras de leilão, com todos os dados de acompanhamento dos processos centralizados, além do envio de alertas e a criação de relatórios;
iv) a redução de documentos físicos, simetria e padronização de informações,
v) aumento da segurança dos dados.