

Setor Elétrico

Por Gláucia Fernandes, Guilherme Pereira e Vanderlei Martins

A) DEMANDA

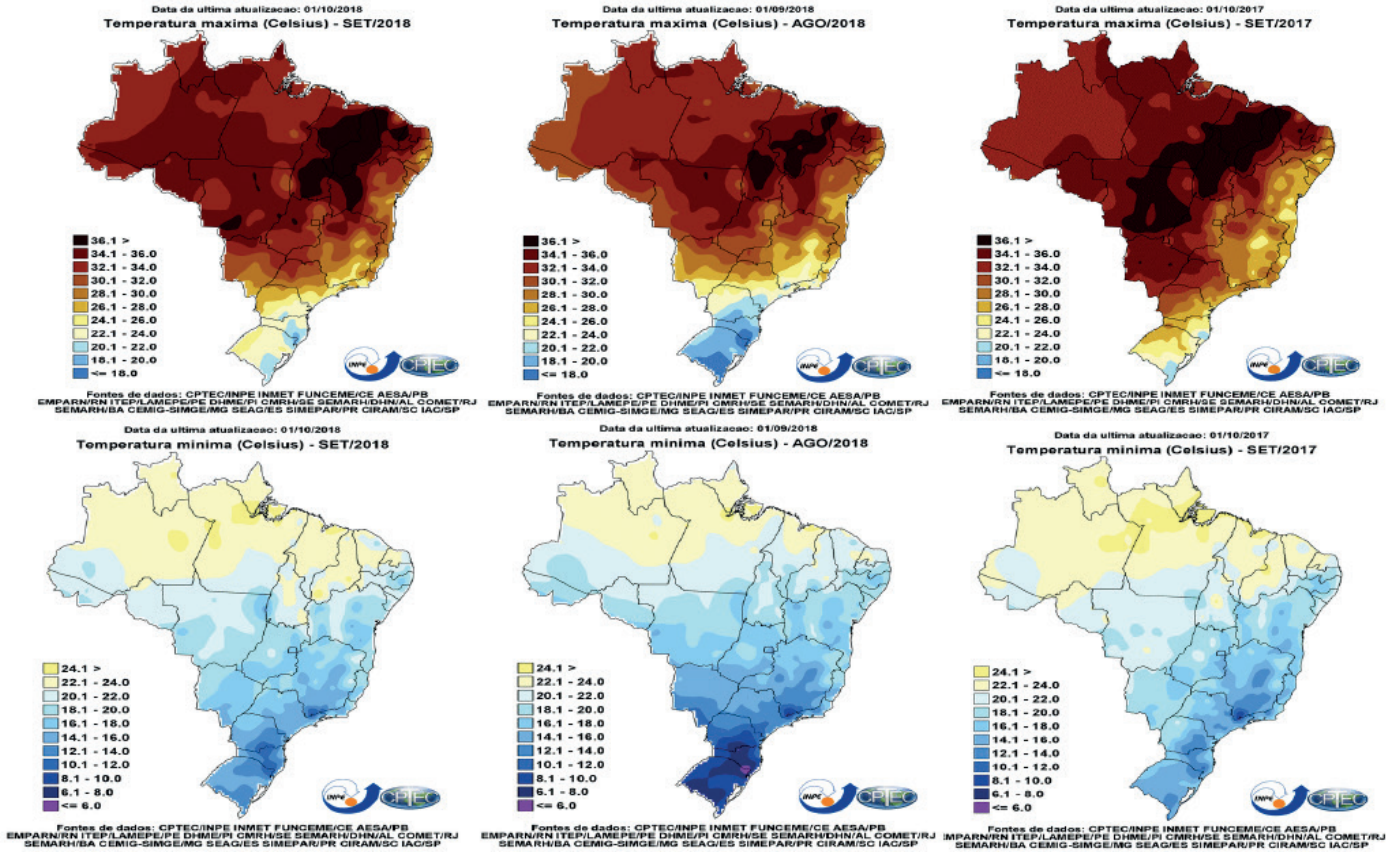
Tabela 5.1: Consumo de Energia por Subsistema (MWmed)

	set-18	set-18/ago-18	set-18/set-17	Tendências*	ago-18	set-17
SE/CO	38.115,29	1,92%	-0,39%		37.398,05	38.263,82
S	10.806,97	-2,39%	-2,03%		11.071,74	11.030,56
NE	10.842,32	2,11%	5,56%		10.618,38	10.271,30
N	5.469,91	2,07%	-4,07%		5.358,90	5.701,96
SIN	65.234,49	1,22%	-0,05%		64.447,07	65.267,64

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

Na comparação com agosto de 2018, houve um aumento de 1,22% no consumo de energia do SIN. Variações positivas foram observadas no NE, N, e SE/CO, sendo estas 2,11%, 2,07% e 1,92% respectivamente. O S apresentou uma redução de 2,39%. Esse ligeiro aumento pode estar associado a um aumento das temperaturas, como pode ser observado na Figura 5.1. Na comparação anual, o consumo de energia foi praticamente constante, apresentando uma ligeira redução de 0,05%.

Figura 5.1: Mapas de Temperatura Máxima e Mínima no Brasil para set/18, ago/18 e set/17



Fonte: CPTEC/INPE

B) OFERTA

A geração total de energia no SIN no mês de setembro aumentou em 0,65%, face ao aumento de carga também observado nesse mês. Embora a geração hidráulica seja a principal fornecedora de energia, entre agosto e setembro houve uma redução de 1,54%. Essa redução foi compensada pelo aumento da geração térmica, eólica e solar, 3,48%, 6,26% e 13,83% respectivamente. 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 0,08 %.

Na comparação anual, observa-se uma redução de 0,30% na geração total. As gerações térmicas e hidráulicas apresentaram uma redução de 8,71% e 0,46%. Vale a pena destacar o crescimento da geração eólica e solar, 7,51% e 286,20%. A diminuição da geração térmica, consequentemente, contribuiu para uma redução de 5,06% do fator de emissão de GEE (tCO_2/MWh).

Tabela 5.2: Geração de Energia Despachada por Subsistema e por Tipo (MWmed)

		set-18	set-18/ago-18	set-18/set-17	Tendências*	ago-18	set-17
SE/CO	Hidráulica	16.753,25	-9,50%	-8,17%		18.510,98	18.242,78
	Nuclear	2.012,14	-0,47%	47,83%		2.021,55	1.361,09
	Térmica	8.642,50	13,70%	-14,72%		7.600,90	10.134,53
	Eólica	7,36	-69,32%	-55,07%		23,99	16,38
	Solar	133,28	14,53%	1439,10%		116,37	8,66
	Total	27.548,53	-2,57%	-7,44%		28.273,78	29.763,44
S	Hidráulica	9.243,48	41,63%	38,39%		6.526,63	6.679,51
	Térmica	1.356,54	-17,93%	6,11%		1.652,97	1.278,46
	Eólica	812,61	0,13%	3,83%		811,54	782,61
	Solar	0,34	-11,81%	-25,99%		0,39	0,46
	Total	11.412,97	26,93%	30,57%		8.991,53	8.741,05
NE	Hidráulica	1.775,71	-1,20%	11,78%		1.797,23	1.588,61
	Térmica	2.740,46	-1,64%	-21,31%		2.786,29	3.482,44
	Eólica	6.685,49	7,06%	8,15%		6.244,45	6.181,72
	Solar	276,97	13,54%	184,96%		243,95	97,20
	Total	11.478,63	3,67%	1,13%		11.071,92	11.349,96
N	Hidráulica	3.800,00	-8,50%	-9,95%		4.152,93	4.219,67
	Térmica	3.086,43	-5,12%	26,46%		3.252,90	2.440,67
	Eólica	192,78	16,96%	7,11%		164,83	179,99
	Solar	0,00	-	-		0,00	0,00
	Total	7.079,21	-6,49%	3,49%		7.570,66	6.840,32
Itaipu		7.229,50	-14,17%	-12,38%		8.422,99	8.250,60
Total	Hidráulica	38.801,94	-1,54%	-0,46%		39.410,75	38.981,17
	Nuclear	2.012,14	-0,47%	47,83%		2.021,55	1.361,09
	Térmica	15.825,93	3,48%	-8,71%		15.293,05	17.336,09
	Eólica	7.698,24	6,26%	7,51%		7.244,82	7.160,70
	Solar	410,59	13,83%	286,20%		360,70	106,31
SIN		64.748,84	0,65%	-0,30%		64.330,87	64.945,36

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

Tabela 5.3: Fator de Emissão de GEE (tCO_2/MWh)

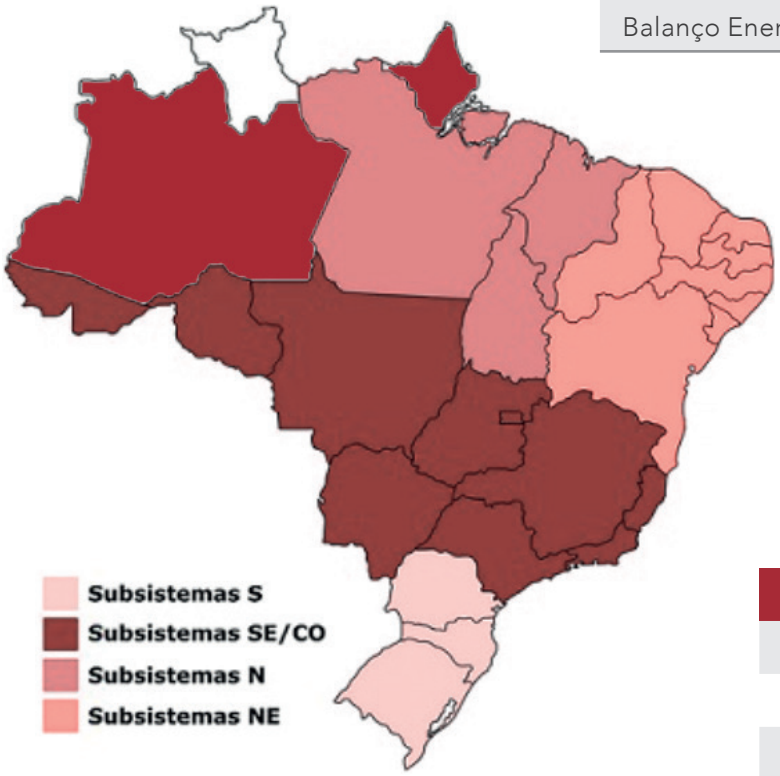
	set-18	set-18/ago-18	set-18/set-17	Tendências*	ago-18	set-17
SIN	0,1182	0,08%	-5,06%		0,1181	0,1245

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

C) BALANÇO ENERGÉTICO

Figura 5.2: Mapa de Balanço Energético dos Subsistemas do SIN

Balanço Energético (+) Superávit
(-) Déficit



Subsistema N	
Carga	5.470
Geração Hídrica	3.800
Geração Térmica	3.086
Geração Eólica	193
Balanço Energético	1.609

Subsistema NE	
Carga	10.842
Geração Hídrica	1.776
Geração Térmica	2.740
Geração Eólica	6.685
Geração Solar	277
Balanço Energético	636

Subsistema SE/CO	
Carga	38.115
Geração Hídrica	16.753
Geração de Itaipu	7.230
Geração Térmica	8.643
Geração Nuclear	2.012
Geração Eólica	7
Geração Solar	133
Balanço Energético	-3.337

Subsistema S	
Carga	10.807
Geração Hídrica	9.243
Geração Térmica	1.357
Geração Eólica	813
Balanço Energético	606

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do ONS

Conforme os dados apresentados na Figura 5.2 e na Tabela 5.4, no mês de setembro de 2018 o subsistema SE/CO foi deficitário, precisando receber assim 3.337 MWMed. A maior parte dessa energia foi suprida pelo subsistema N, superavitário em 1.609 MWMed. Além disso, o NE forneceu 636 MWMed, o S gerou 606 MWMed acima de sua carga e de forma complementar, foram importados na forma de intercâmbio internacional 486 MWMed.

Tabela 5.4: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)

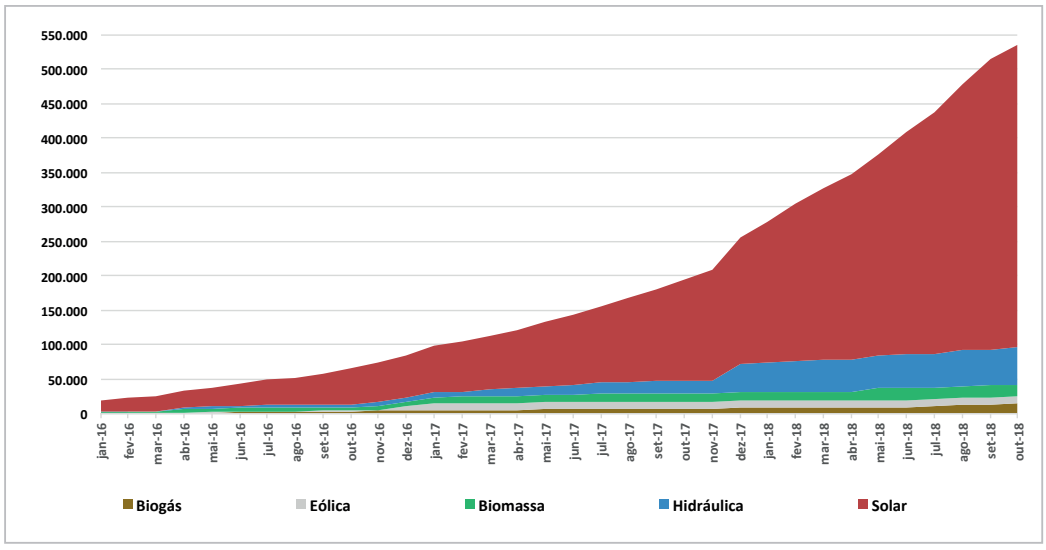
	set-18	set-18/ago-18	set-18/set-17	Tendências*	ago-18	set-17
S - SE/CO	1.091,64	155,58%	155,38%		-1.964,02	-1.971,16
Internacional - S	486,14	319,09%	52,71%		116,00	318,35
N - NE	238,98	-32,14%	312,16%		352,16	-112,64
N - SE/CO	1.370,34	-26,31%	9,54%		1.859,60	1.251,00
SE/CO - NE	-875,28	-8,64%	9,39%		-805,70	-966,02

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

D) MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A micro e mini geração distribuída continua sendo expandida pelos consumidores e agentes do setor elétrico (Resolução Normativa nº 482 da ANEEL de 17 de abril de 2012). No mês de outubro, entraram em operação mais 20,1 MW de geração descentralizada a partir de fontes renováveis, com 2,5% referente a biogás, 15,7% hidráulica e 81,8% solar fotovoltaica. Dessa forma, atingiu o valor global de 538,3 MW de operação nos sistemas de micro e minigeração distribuída (MMGD) de energia, sendo 81,9% via solar fotovoltaica, 10,3% hidráulicas, 3,2% e 2,7% de participação térmica a biomassa e a biogás, respectivamente, e 1,9% de geração eólica. – vide Figura 5.3.

Figura 5.3: 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 3,9% em relação ao mês de setembro. No que diz respeito ao perfil de consumo, a geração distribuída apresenta as seguintes modalidades: 70,1% geração na própria unidade consumidora, 26,7% autoconsumo remoto, 3,1% geração compartilhada e 0,1% múltiplas unidades consumidoras.

Nesta edição do boletim de conjuntura energética, a FGV Energia apresenta a Tabela 5.5 com o ranking das distribuidoras que possuem maior número acumulado de prosumers[18] e como evoluiu entre outubro de 2017 até 2018 o perfil das modalidades de consumo entre as empresas.

Tabela 5.5: Capacidade Instalada de Micro e Minigeração Distribuída (kW) por Distribuidora

RANKING 2018	RANKING 2017	DISTRIBUIDORAS	OUTUBRO de 2018				
			Autoconsumo Remoto	Geração Compartilhada	Geração na Própria UC	Múltiplas UC	Total
1º	1º	CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A	66.830	3.028	64.433	487	134.779
2º	4º	RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	6.584	14	30.573	8	37.179
3º	6º	COPEL DISTRIBUICAO S.A.	37	-	33.330	-	33.368
4º	3º	CELESC DISTRIBUIÇÃO S.A	6.365	1.320	24.071	25	31.780
5º	2º	COMPANHIA ENERGETICA DO CEARA	9.380	5.161	16.261	-	30.803
6º	7º	COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ	2.988	52	20.655	10	23.704
7º	5º	LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S A	6.325	-	15.065	-	21.390
8º	8º	ENERGISA MATO GROSSO - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	7.151	91	12.785	-	20.027
9º	9º	CELG DISTRIBUIÇÃO S.A.	3.683	4	12.484	-	16.171
10º	11º	RIO GRANDE ENERGIA SA	2.143	-	13.858	-	16.001
15º	10º	COMPANHIA ESTADUAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CEEE-D	3.474	-	6.440	-	9.914
		OUTRAS DISTRIBUIDORAS	28.843	6.788	127.566	28	163.225
		TOTAL	**143.804**	**16.457**	**377.522**	**558**	**538.341**

RANKING 2017	RANKING 2018	DISTRIBUIDORAS	OUTUBRO de 2017				
			Autoconsumo Remoto	Geração Compartilhada	Geração na Própria UC	Múltiplas UC	Total
1º	1º	CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A	11.804	1.005	25.874	-	38.683
2º	5º	COMPANHIA ENERGETICA DO CEARA	5.629	5.000	10.379	-	21.008
3º	4º	CELESC DISTRIBUIÇÃO S.A	2.084	1.320	9.644	-	13.048
4º	2º	RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	2.584	10	8.433	8	11.035
5º	7º	LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S A	5.855	-	4.830	-	10.685
6º	3º	COPEL DISTRIBUICAO S.A.	-	-	10.215	-	10.215
7º	6º	COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ	1.267	52	8.244	-	9.563
8º	8º	ENERGISA MATO GROSSO - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	5.141	68	3.774	-	8.984
9º	9º	CELG DISTRIBUIÇÃO S.A.	1.122	-	5.325	-	6.447
10º	15º	COMPANHIA ESTADUAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CEEE-D	2.745	-	3.564	-	6.309
11º	10º	RIO GRANDE ENERGIA SA	1.051	-	4.051		5.102
		OUTRAS DISTRIBUIDORAS	7.941	5.060	44.589	5	57.594
		TOTAL	**47.222**	**12.514**	**138.924**	**13**	**198.673**
		VARIAÇÃO ACUMULADO OUT-18/OUT-17	**204,5%**	**31,5%**	**171,7%**	**4342,4%**	**171,0%**

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL

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

- A CEMIG mantém a liderança nos dois períodos como a concessionária que apresenta o maior número de conexões e também maior taxa de crescimento para o período (+248,4%)
- A Companhia Energética do Ceará era a 2ª do ranking até 2017, assumindo a posição a RGE Sul Distribuidora de Energia S.A., contudo cabe destacar que a Companhia Energética do Ceará é a distribuidora que apresenta mais capacidade instalada na modalidade geração compartilhada.
- Apesar do perfil de geração na própria unidade consumidora ainda ser o dominante no mercado, desde a alteração da resolução normativa nº 482 pela nº 687, outras modalidades de consumo foram criadas e contribuíram para a disseminação da geração distribuída, como exemplo a taxa de expansão do autoconsumo remoto (+204,5%).

F) DISPONIBILIDADE

Tabela 5.6: Energia Natural Afluente-ENA e a Relação com as Respectivas MLTs (MWmed)

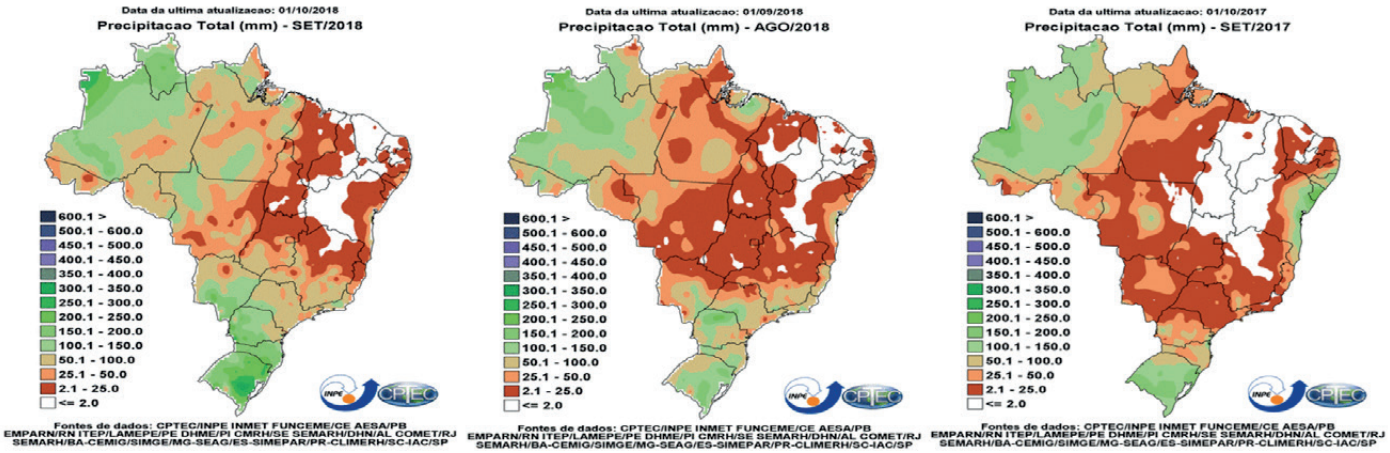
	set-18		set-18/ago-18	set-18/set-17	Tendências*	ago-18		set-17	
SE/CO	16.273,00	82,80%	-4,08%	27,12%		16.965,00	83,19%	12.801,00	65,63%
S	11.784,00	97,88%	143,42%	326,34%		4.841,00	46,94%	2.764,00	22,89%
NE	1.219,00	40,10%	-7,37%	36,35%		1.316,00	38,70%	894,00	29,22%
N	1.655,00	72,01%	-28,91%	40,02%		2.328,00	72,17%	1.182,00	58,18%
SIN	30.931,00	-	21,54%	75,34%		25.450,00	-	17.641,00	-

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

Através da Figura 5.4, na comparação com o mês de agosto de 2018, pode-se perceber uma leve melhora da precipitação total, fazendo com que a disponibilidade hídrica aumentasse 21,54% no SIN. No subsistema S, praticamente todo o território possui precipitação maior que 100.1 mm. Dessa forma, a ENA disponível aumentou em 143,42% entre os meses de agosto e setembro nesse subsistema. Nos outros, apesar de uma melhora na precipitação, a ENA variou negativamente. As reduções observadas foram 4,08% no SE/CO, 7,37% no NE e 28,91% no N. Além disso, vale a pena destacar que a situação da disponibilidade hídrica é bastante delicada, como indica a relação entre ENA e MLT[19]. Em todos os subsistemas, a ENA esteve abaixo da média histórica, SE/CO (82,80%), S (97,88%), NE (40,10%) e N (72,01%).

[19] 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 5.4: Mapas de Ocorrência de Pluviosidade no Brasil para set/18, ago/18 e set/17.

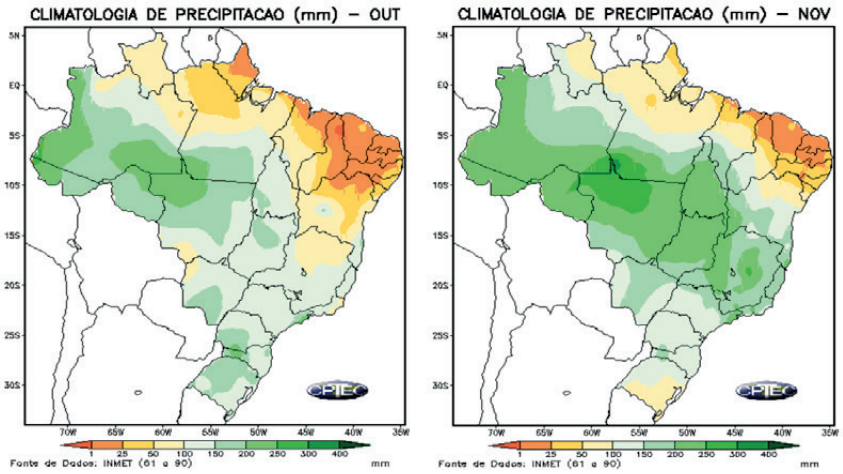


Fonte: CPTEC/INPE

Na comparação anual, a disponibilidade hídrica no mês de setembro de 2018 foi melhor do que a de setembro de 2017, pois houve um aumento de 75,34%. Todas as ENAs tiveram uma variação positiva, com destaque para a do S, com uma variação de 326,34%.

A Figura 5.5 apresenta a pluviosidade média para os meses de outubro e novembro de 2018, onde é possível observar um aumento das áreas de maior precipitação, acompanhando o final do período seco. Dessa maneira, a expectativa é que a disponibilidade hídrica melhore até o final do ano.

Figura 5.5: Mapas de Pluviosidade Média no Brasil para outubro e novembro



Fonte: CPTEC/INPE

G) ESTOQUE

Como consequência dos volumes pluviométricos observados entre os meses de agosto e setembro, foi registrado uma redução de 13,90% na Energia Armazenada (EAR) do SIN, fazendo com que o volume de água armazenado seja apenas 26,64% da capacidade do reservatório, como pode ser observado na Tabela 5.7. O subsistema S foi o único que apresentou acúmulo de EAR, atingindo 48,36% da capacidade do reservatório. Nos outros subsistemas houve uma redução da EAR de 18,02% no SE/CO, 10,15% no NE e 25,72% no N.

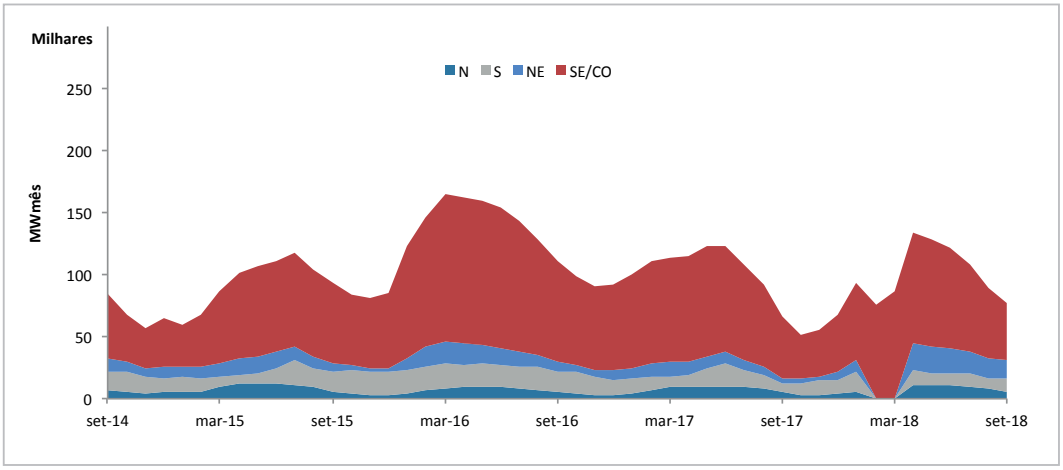
Quando comparado aos resultados registrados no ano anterior, observa-se um aumento na EAR de 16,81%. Houve um considerável acúmulo de EAR no NE, passando de 4.784 MWmês para 14.874 MWmês, o que representou uma variação de 210,91%. Todavia, a situação ainda é delicada, pois a energia acumulada representou apenas 28,70% da capacidade do reservatório nesse subsistema. No N e no S, também foi possível observar um aumento da EAR. Por outro lado, houve uma redução de 5,15% no S no SE/CO, subsistema com maior capacidade de armazenamento.

Tabela 5.7: Energia Armazenada-EAR (MWmês)

	set-18		set-18/ago-18	set-18/set-17	Tendências*	ago-18		set-17	
	EAR	% Reservatório				EAR	% Reservatório	EAR	% Reservatório
SE/CO	46.692	22,97%	-18,02%	-5,15%		56.955	28,02%	49.225	24,21%
S	9.720	48,36%	18,99%	33,72%		8.169	40,64%	7.269	36,16%
NE	14.874	28,70%	-10,15%	210,91%		16.555	31,94%	4.784	9,23%
N	6.040	40,14%	-25,72%	22,79%		8.131	54,04%	4.919	32,70%
SIN	77.326	26,64%	-13,90%	16,81%		89.810	30,94%	66.197	22,80%

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

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

H) CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO – CMO

Entre os meses de agosto e setembro de 2018 o CMO médio caiu aproximadamente 41% em todos os subsistemas, chegando a 449,65 R$/MWh nos subsistemas SE/CO, S e NE. No subsistema N o CMO foi de R$ 450,19 por MWh, como pode ser observado na Tabela 5.8. Quando comparado com setembro de 2017, a redução observada cerca de 25%.

Tabela 5.8: CMO Médio Mensal - R$/MWh

	set-18	set-18/ago-18	set-18/set-17	Tendências*	ago-18	set-17
SE/CO	449,65	-41,33%	-25,96%		766,41	607,32
S	449,65	-41,33%	-25,96%		766,41	607,32
NE	449,65	-41,33%	-25,96%		766,41	607,32
N	450,19	-41,26%	-25,87%		766,41	607,32

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

I) TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Como pode ser observado nas Tabelas 5.9, ao longo do período, foram verificados os processos de reajuste tarifário em 5 distribuidoras. Além disso, 3 permissionárias tiveram suas tarifas atualizadas.

No processo de reajuste tarifário, a concessionária CEB (DF) que atende 1,1 milhão de unidades consumidoras no Distrito Federal teve suas tarifas de energia elétrica reajustadas a partir de 22 de outubro de 2018 em 6,50% em média, sendo 6,18% para os consumidores da baixa tensão e 7,31% para os consumidores da alta tensão.

A AmE, que atende a 998 mil unidades consumidoras localizadas no Amazonas, teve reajuste médio de 11,78% na alta tensão e 16,78% na baixa tensão, o que resultou em aumento médio de 14,89% nas tarifas a partir de 1º de novembro de 2018.

Atendendo a 165 mil unidades consumidoras localizadas no estado de Roraima, a Boa Vista Energia teve suas tarifas reajustadas em 38,90% para os consumidores da baixa tensão e em 37,03% para os consumidores da alta tensão, gerando em média um crescimento de 38,50% nas tarifas de energia. As novas tarifas da Boa Vista Energia entraram em vigor em 1º de novembro de 2018.

Com 36.694 mil unidades consumidoras, a CHESP teve suas tarifas médias reajustadas em 1,51%, sendo 1,80% o efeito médio na baixa tensão e 0,12% o efeito médio na alta tensão. As novas tarifas entraram em vigor em de 22 de novembro de 2018.

A CEEE-D, que atende 1.716,054 de unidades consumidoras no Rio Grande do Sul, teve um reajuste tarifário médio de 7,35%, sendo 8,32% na baixa tensão e 5,24% na alta tensão. Os reajustes são válidos a partir de 22 de novembro de 2018.

Além das distribuidoras, a ANEEL atualizou a tarifa de 3 permissionárias de energia elétrica. As permissionárias e os respectivos efeitos médios para o consumidor são: Ceral Anitápolis (SC), 10%; Cerim (SP), 10%; Cetril (SP), 12,95%.

Tabela 5.9: Reajustes Tarifários (Variação % Média)

Sigla	Concessionária	Estado	Índice de Reajuste Tarifário	Data
CEB Distribuição	Companhia Energética de Brasília	DF	6,50%	22/nov
AmE	Amazonas Distribuidora de Energia	AM	14,89%	01/nov
Boa Vista Energia S.A	Eletrobras Distribuição Roraima	RR	38,50%	01/nov
CHESP	Companhia Hidroelétrica São Patrício	GO	1,51%	22/nov
CEEE-D	Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica	RS	7,35%	22/nov

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL.

J) EXPANSÃO

No período de 15 de novembro de 2018 até 31 de dezembro de 2025, a expansão prevista, considerando apenas projetos sem graves restrições para entrada em operação, é de aproximadamente 23.032 MW. Conforme apresentado na Tabela 5.10, até o final de 2018, a expectativa é que a capacidade de geração do sistema seja incrementada em 2.479,70 MW, sendo aproximadamente 20% em termelétrica, 2% em Biomassa, 15% em Solar, 29% em hidrelétrica, 2% em PCH e 32% em eólica.

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

Fonte	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Total
Termelétrica	499,74	796,38	2.100,79	1.334,50	50,00	-	4.781
Biomassa	50,00	100,82	246,87	715,65	-	3.523,70	4.637
Solar	374,80	497,26	30	694,00	494,86	-	2.091
Hidrelétrica	711,11	3.402,54	1.833	32,00	71,22	35,18	6.085
PCH	58,40	96,69	365,79	525,77	230,54	31,05	1.308
Eólica	785,65	1.726,40	222,90	-	487,10	906,93	4.129
Total	2.479,70	6.620,09	4.799,68	3.301,92	1.333,72	4.496,86	23.032

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

J) LEILÕES

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) concedeu anuência prévia as operações de transferência de controle de distribuidoras de energia do grupo Eletrobras, como Cepisa, Ceron e Eletroacre. No dia 23/11, a Aneel autorizou a transferência de controle societário da Boa Vista Energia S.A para a Oliveira Energia e Serviços Ltda. O contrato de concessão da Centrais Elétricas de Rondônia (Ceron) foi assinado com o Grupo Energisa no dia 30/10, na sede da ANEEL, em Brasília. A distribuidora Ceron possui 639.040 unidades consumidoras no estado de Rondônia. O Contrato de Concessão da Companhia Energética do Piauí (CEPISA) foi assinado no dia 18/10 com a empresa Equatorial Energia.

Devido às dificuldades financeiras enfrentadas pela Eletrosul e o risco iminente de não cumprimento das obrigações, a ANEEL decidiu manter a caducidade da concessão do contrato relativo a novas linhas de transmissão no Rio Grande do Sul. Nesse caso, esses empreendimentos serão incluídos no próximo Leilão de Transmissão (Leilão nº 4/2018), a ser realizado em 20 de dezembro de 2018. Segundo o diretor da ANEEL, Efrain Pereira da Cruz, essas decisões transmitem um sinal claro para o mercado, de que a ANEEL estará atenta ao cumprimento dos prazos editalícios, sobretudo em obras estruturantes do setor.

Com relação as medidas tomadas sobre leilões de energia existente e novos empreendimentos, dois fatos podem ser destacados. Primeiro, a ANEEL homologou parcialmente o resultado do Leilão A-6 de 2018 destinado à contratação de novos empreendimentos de geração a partir das fontes hidrelétrica, eólica e termelétrica a carvão, a gás natural e a biomassa no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). O certame realizado no dia 31/8 deste ano comercializou 168.033.684,00 MWh, num total de R$ 23,6 bilhões transacionados – preço de venda médio de R$ 140,87 por MWh, e deságio de 46,89%. O início de suprimento está previsto para 1° de janeiro de 2024. Segundo, os Leilões de Geração de Energia Existente "A-1" e "A-2" serão realizados no dia 7/12 na sede da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), em São Paulo, por meio de sistema eletrônico. Serão negociados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEARs) por disponibilidade, para energia proveniente de fonte termelétrica a biomassa e a gás natural, sendo que para o empreendimento a biomassa, o CCEAR será diferenciado por Custo Variável Unitário – CVU igual a zero ou diferente de zero; e por quantidade, para energia proveniente das demais fontes. O período de suprimento de energia elétrica iniciará em janeiro de 2019 e término em dezembro de 2020, para o Leilão A-1 de 2018; e em janeiro de 2020 e término em dezembro de 2021, para o Leilão A-2 de 2018.

Com respeito aos leilões de transmissão, a ANEEL aprovou no dia 13/11 o edital do leilão n°4/2018 que vai contratar 7.152 km de novas linhas de transmissão e 14.829 MVA em capacidade de transformação. A estimativa é de que as empresas vencedoras invistam R$ 13,17 bilhões nas linhas, com geração de 28 mil empregos. No dia 20 de dezembro serão licitados 16 lotes de concessões, com investimentos nos Estados do Amapá, Amazonas, Bahia, Espírito Santo, Minas Gerais, Pará, Paraná, Rio de Janeiro, Rio Grande do Sul, Rondônia, Santa Catarina, São Paulo e Tocantins. Além disso, no dia 31/10, a ANEEL modificou a metodologia de cálculo da receita teto para leilões de transmissão para levar em conta referenciais de mercado sobre a proporção entre custo de capital próprio e custo do capital de terceiros. O regulamento define que o percentual de capital de terceiros na estrutura de capital não poderá ser inferior a 30% ou superior a 45%. Contudo, a estrutura de capital a ser definida pode ser atualizada a cada leilão de transmissão com os dados mais atuais.