

Setor Elétrico

Por Gláucia Fernandes, Guilherme Pereira e Vanderlei Martins

A) DEMANDA

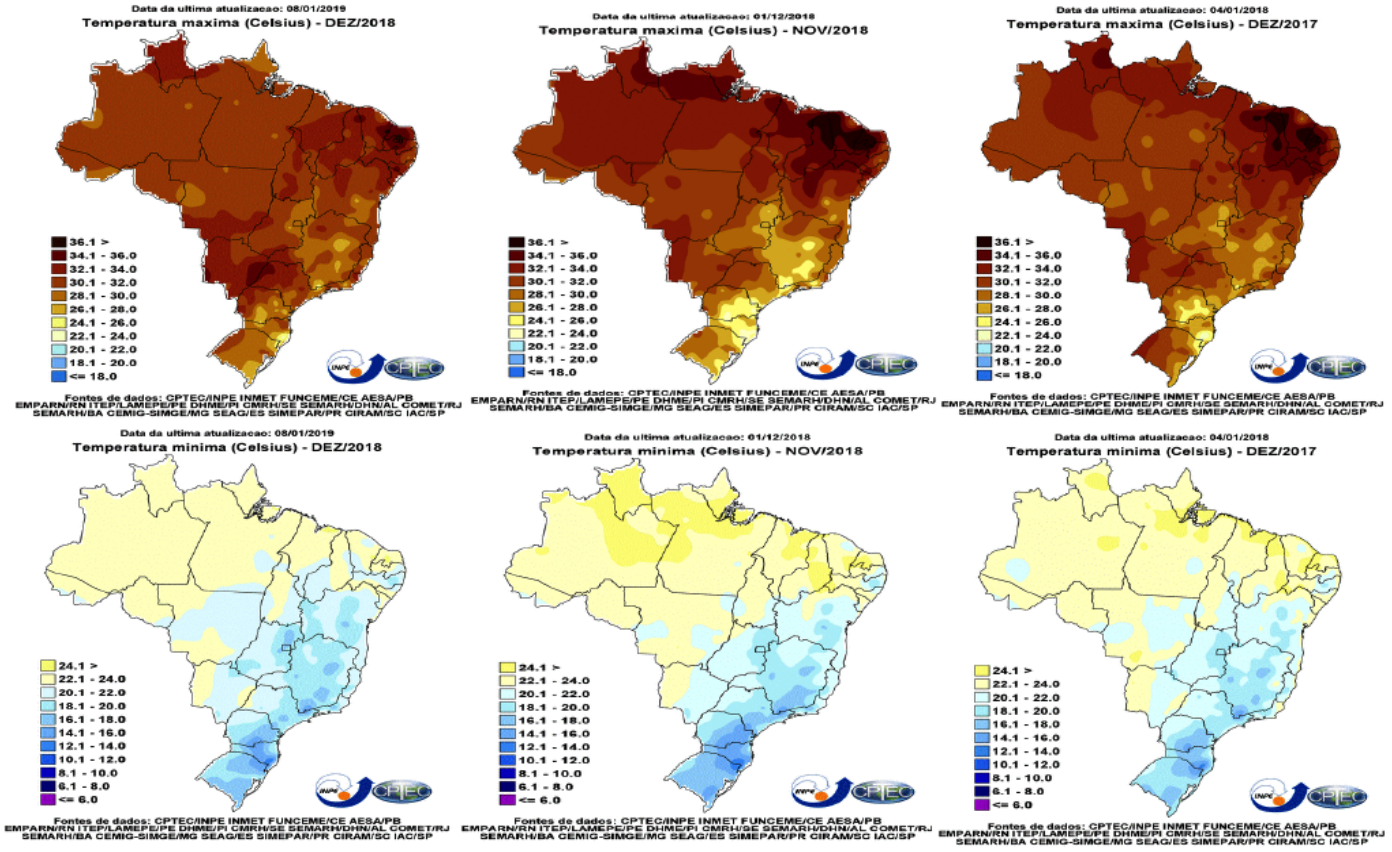
Tabela 5.1: Consumo de Energia por Subsistema (MWmed)

	dez-18	dez-18/nov-18	dez-18/dez-17	Tendências*	nov-18	dez-17
SE/CO	39.788,34	1,56%	3,52%		39.175,87	38.434,79
S	11.821,34	1,10%	0,94%		11.692,72	11.710,68
NE	10.992,89	-3,58%	-0,52%		11.400,47	11.050,55
N	5.222,72	-3,18%	-3,74%		5.394,54	5.425,53
SIN	67.825,29	0,24%	1,81%		67.663,60	66.621,55

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

Na comparação com novembro de 2018, o consumo de energia total no SIN em dezembro foi praticamente constante, uma vez que houve um ligeiro aumento de 0,24%, como apresentado na Tabela 5.1. O consumo dos subsistemas SE/CO e S apresentaram uma variação positiva de 1,56% e 1,10%, respectivamente. Por outro lado, o NE e o N sofreram uma redução de 3,58% e 3,18%. Tanto o crescimento do consumo nos submercados SE/CO e S quanto a redução no NE e N podem estar associados a variação das temperaturas. Por meio da Figura 5.1, que apresenta as temperaturas máximas e mínimas, é possível observar que estas aumentaram no SE/CO e S e, diminuíram no NE e N. Na comparação anual, o consumo de energia apresentou um acréscimo de 1,81%. A maior variação foi observada no subsistema SE/CO (3,52%). De forma similar à variação mensal, os submercados SE/CO e S tiveram aumento de consumo enquanto que o NE e N apresentaram uma redução, com destaque para o N onde a variação foi de -3,74%.

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



Fonte: CPTEC/INPE

B) OFERTA

Conforme apresentado na Tabela 5.2, entre os meses de novembro e dezembro de 2018, a geração total de energia no SIN apresentou um pequeno aumento de 0,59%. A geração hidráulica, que constitui a principal fonte geradora de energia no Brasil, devido à melhoria nos níveis dos reservatórios, aumentou sua geração em 7,20%. Além da fonte hidráulica, observou-se também um acréscimo de 22,33% na geração solar e de 37,11% na geração nuclear. Esse último é devido à retomada das atividades da usina de Angra I, no começo de dezembro, após parada para reabastecimento de combustível. Por outro lado, a geração eólica, acompanhando a complementaridade observada historicamente com a fonte hídrica, diminuiu em dezembro. O aumento da geração hidráulica possibilitou a redução da geração térmica, mais cara e poluente. Isto favoreceu a redução do fator de emissão de GEE (tCO_2/MWh) em 6,28%, como pode ser observado na Tabela 5.3.

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

		dez-18	dez-18/nov-18	dez-18/dez-17	Tendências*	nov-18	dez-17
SE/CO	Hidráulica	24.868,44	10,97%	6,38%		22.409,15	23.377,10
	Nuclear	1.870,63	37,11%	3,36%		1.364,29	1.809,75
	Térmica	3.054,12	-29,25%	-46,31%		4.316,58	5.688,21
	Eólica	6,52	-29,57%	-20,46%		9,25	8,19
	Solar	141,71	34,69%	168,22%		105,21	52,83
	Total	29.941,41	6,16%	-3,22%		28.204,48	30.936,09
S	Hidráulica	8.491,62	-24,15%	16,54%		11.195,47	7.286,29
	Térmica	785,70	-9,00%	-23,88%		863,41	1.032,13
	Eólica	666,79	-20,03%	-16,35%		833,80	797,12
	Solar	0,54	9,64%	-9,75%		0,49	0,60
	Total	9.944,65	-22,87%	9,09%		12.893,17	9.116,14
NE	Hidráulica	2.259,00	11,49%	28,03%		2.026,20	1.764,43
	Térmica	1.395,20	12,40%	-51,91%		1.241,26	2.901,21
	Eólica	4.338,92	-29,09%	5,48%		6.118,70	4.113,63
	Solar	309,17	17,41%	98,37%		263,32	155,85
	Total	8.302,29	-13,96%	-7,08%		9.649,47	8.935,13
N	Hidráulica	9.686,71	136,57%	112,58%		4.094,62	4.556,73
	Térmica	908,22	-40,36%	-63,83%		1.522,90	2.511,00
	Eólica	102,43	-44,22%	-35,71%		183,64	159,31
	Solar	0,00	-	-	-	0,00	0,00
	Total	10.697,36	84,40%	48,02%		5.801,16	7.227,05
Itaipu		8.901,52	-17,91%	-13,99%		10.843,16	10.349,25
Total	Hidráulica	54.207,28	7,20%	14,52%		50.568,60	47.333,81
	Nuclear	1.870,63	37,11%	3,36%		1.364,29	1.809,75
	Térmica	6.143,26	-22,67%	-49,37%		7.944,14	12.132,55
	Eólica	5.114,66	-28,42%	0,72%		7.145,39	5.078,26
	Solar	451,42	22,33%	115,70%		369,02	209,28
SIN		67.787,24	0,59%	1,84%		67.391,45	66.563,66

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

Na comparação anual, observa-se um incremento de 1,84% na geração total do sistema. A solar apresentou um aumento de 115,70%, seguida pela geração hidráulica (14,52%), nuclear (3,36%) e eólica (0,72%).

Por outro lado, a geração térmica apresentou uma redução de 49,37%. Essa diminuição da geração térmica contribuiu para uma redução de 61,55% do fator de emissão de GEE (tCO_2/MWh).

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

	dez-18	dez-18/nov-18	dez-18/dez-17	Tendências*	nov-18	dez-17
SIN	0,0343	-6,28%	-61,55%		0,0366	0,0892

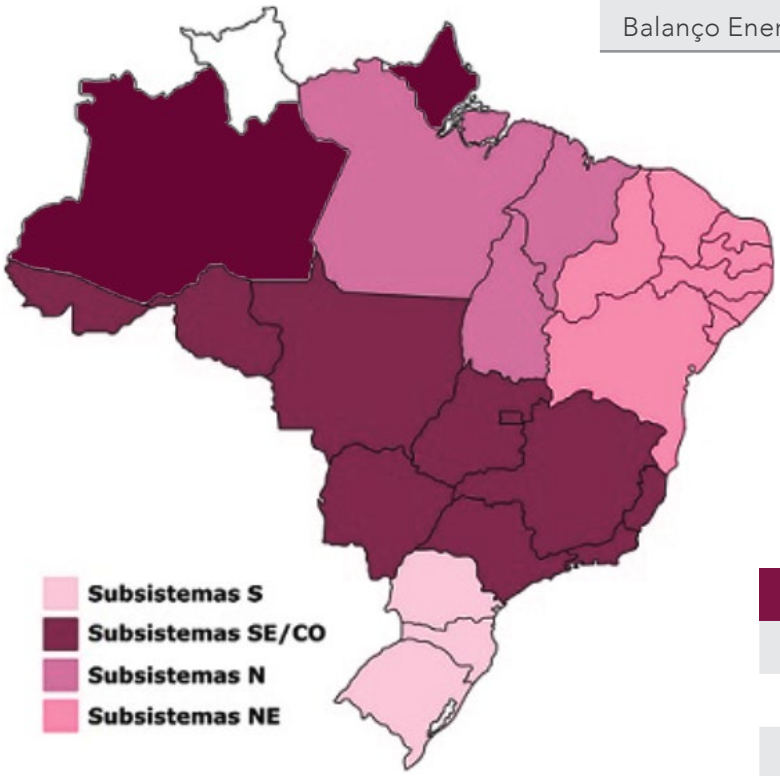
* Tendências nos últimos 12 meses
Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do MCTI

C) BALANÇO ENERGÉTICO

Figura 5.2: Mapa de Balanço Energético dos Subsistemas do SIN

Balanço Energético (+) Superávit
(-) Déficit

Subsistema N	
Carga	5.223
Geração Hídrica	9.687
Geração Térmica	908
Geração Eólica	102
Balanço Energético	5.475



Subsistema NE	
Carga	10.993
Geração Hídrica	2.259
Geração Térmica	1.395
Geração Eólica	4.339
Geração Solar	309
Balanço Energético	-2.691

Subsistema SE/CO	
Carga	39.788
Geração Hídrica	24.868
Geração de Itaipu	8.902
Geração Térmica	3.054
Geração Nuclear	1.871
Geração Eólica	7
Geração Solar	142
Balanço Energético	-945

Subsistema S	
Carga	11.821
Geração Hídrica	8.492
Geração Térmica	786
Geração Eólica	667
Balanço Energético	-1.877

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 dezembro de 2018 os subsistemas SE/CO, S e NE foram deficitários, precisando receber assim 945 MWMed, 1.877 MWMed e 2.691 MWMed, respectivamente. Essa energia foi majoritariamente suprida pelo subsistema N, com superávit de 5.475 MWMed. Além disso, foram importados na forma de intercâmbio internacional 38 MWMed, o que representa uma redução de 86,18% quando comparado ao mês anterior.

Tabela 5.4: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)

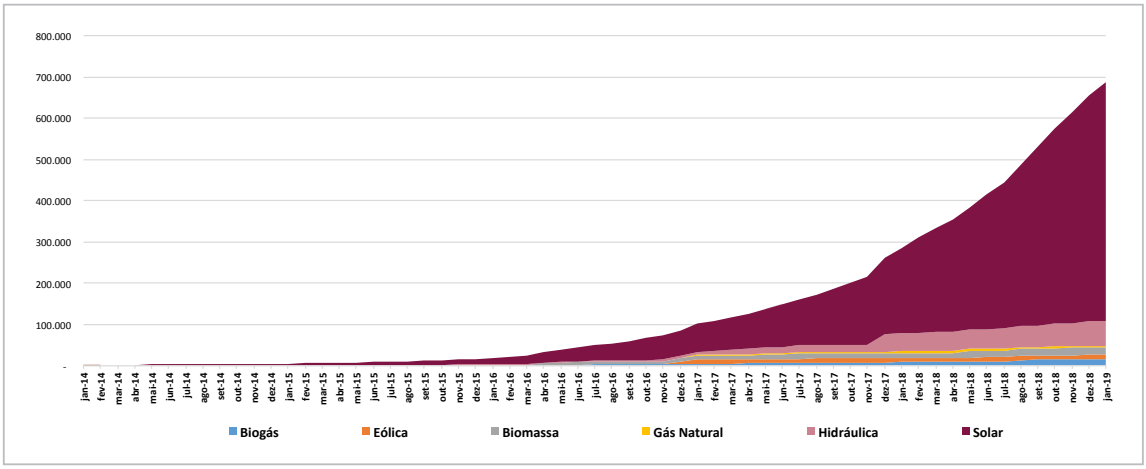
	dez-18	dez-18/nov-18	dez-18/dez-17	Tendências*	nov-18	dez-17
S - SE/CO	-1.839,00	-224,68%	27,50%		1.475,00	-2.536,65
Internacional - S	38,00	-86,18%	-34,37%		275,00	57,90
N - NE	2.223,00	295,55%	103,97%		562,00	1.089,88
N - SE/CO	3.251,00	2183,97%	356,83%		-156,00	711,64
SE/CO - NE	447,00	-62,50%	-56,41%		1.192,00	1.025,54

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

D) MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Em janeiro, a Micro e Mini Geração Descentralizada - MMGD adicionou ao setor elétrico 33,5 MW e alcançou o valor global de 687 MW, sendo 84,3% solar fotovoltaica, 8,7% hidráulica, 2,7% biomassa, 2,3% biogás, 1,5% eólica e 0,6% gás natural a partir de cogeração qualificada – 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

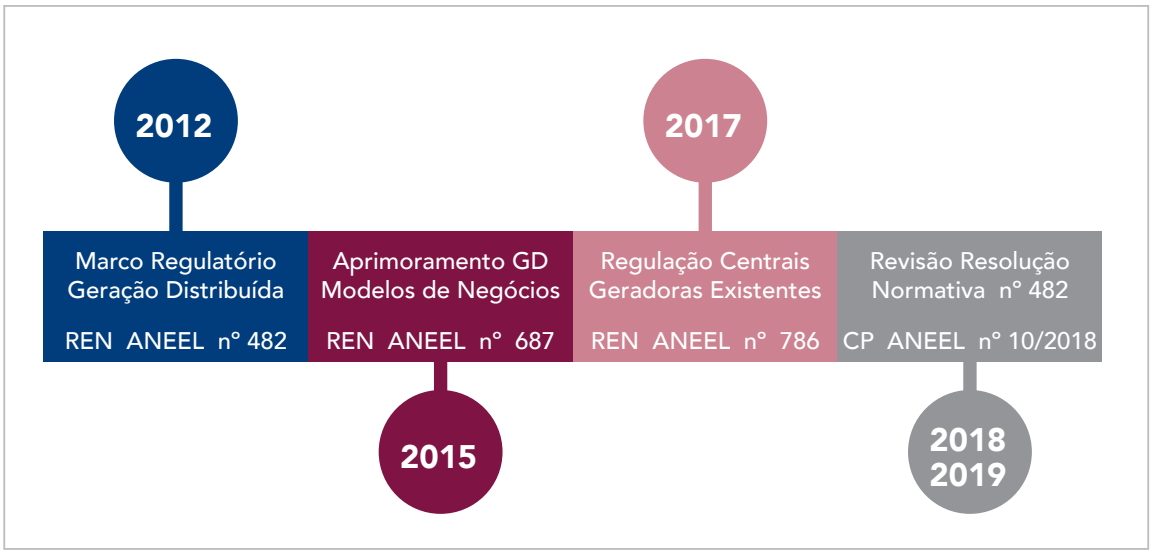
Com expansão mensal de 5,1% e anual de 142,5%, a ANEEL avança com relação ao equilíbrio desse mercado e o futuro do mecanismo de compensação financeira.

Em 2012, foi publicada a Resolução Normativa – REN nº 482, com objetivo de incentivar através do *netmetering*[15] o desenvolvimento do mercado brasileiro de MMGD.

Em 2015, a ANEEL identificou oportunidades de melhoria no ambiente de negócios da Geração Distribuída e por meio da REN nº 687, elevou a potência limite de 1 MW para 5 MW (ou 3 MW para fontes hídricas) e criou os modelos de empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras, geração compartilhada e o autoconsumo remoto.

Em seguida, no ano de 2017, a ANEEL publicou a REN nº 786 que aumentou para 5 MW o limite da GD hidráulica e proibiu a mudança de regime regulatório das centrais geradoras já existentes para MMGD. O objetivo era corrigir uma distorção do mercado, na qual muitas centrais geradoras com perfil de MMGD solicitaram mudança de regime regulatório. A Figura 5.4 apresenta a linha do tempo regulatória da geração distribuída no Brasil.

Figura 5.4: Linha do Tempo Regulatória da Geração Distribuída



Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL, 2019.

[15] O *netmetering* é um dos mecanismos de incentivos adotados para as fontes renováveis e geração distribuída no mundo, baseado no sistema de compensação de energia elétrica, no qual o consumidor passa a ser um pequeno gerador e a energia produzida é usada para abater o consumo da unidade.

Apesar dos benefícios da MMGD, as distribuidoras e alguns consumidores apontam que o atual *netmetering* não prevê a adequada remuneração pelo uso da rede de distribuição, transferindo custos aos demais usuários que não optaram por instalar geração própria. Na ótica dos instaladores e consumidores com MMGD, estes avaliam que há benefícios socioeconômicos e solicitam a permanência do modelo atual até ser alcançada a maturidade por esse mercado. Dessa forma, cabe à ANEEL realizar uma Análise de Impacto Regulatório – AIR, pela necessidade de encontrar o equilíbrio desse mercado, por meio de um novo modelo de *netmetering* que mostre os custos e benefícios de cada alternativa sob as óticas do consumidor que deseja instalar a micro ou minigeração, a da distribuidora de energia elétrica que deseja ser remunerada pelo uso de sua rede e a dos demais usuários da distribuição que não fazem parte desse modelo de negócios.

Sabendo disso, a ANEEL lançou, em 2018, a Consulta Pública nº 10 para envolver os agentes do setor elétrico e a sociedade na elaboração do Relatório de Análise de Impacto Regulatório – AIR sobre as regras para o mercado de MMGD nos próximos anos. No total foram recebidas 1.511 contribuições de 136 interessados. A partir dessas contribuições, de forma a manter a isonomia deste mercado, a ANEEL sugeriu os seguintes critérios de alocação da MMGD (veja Figura 5.5):

Figura 5.4: Linha do Tempo Regulatória da Geração Distribuída

<table>
<tr><th colspan="2" rowspan="3">COMPONENTES DA TARIFA</th><th rowspan="3">RESOLUÇÃO Nº 482</th><th colspan="5">CONSULTA PÚBLICA Nº 10/2018</th></tr>
<tr><th colspan="2">CONSUMO LOCAL</th><th colspan="3">CONSUMO REMOTO</th></tr>
<tr><th>TRANSIÇÃO</th><th>NOVA REGRA</th><th>TRANSIÇÃO 1</th><th>TRANSIÇÃO 2</th><th>NOVA REGRA</th></tr>
<tr><td rowspan="4">TUSD
Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição</td><td>Fio B</td><td rowspan="6">REGRA ATUAL</td><td rowspan="6">Até 3,365 GW</td><td>COMPENSAÇÃO</td><td rowspan="6">Até 1,25 GW</td><td>COMPENSAÇÃO</td><td rowspan="3">COMPENSAÇÃO</td></tr>
<tr><td>Fio A</td><td rowspan="5">Após 3,365 GW</td><td rowspan="5">Entre 1,25 GW e 2,13 GW</td></tr>
<tr><td>Encargos</td></tr>
<tr><td>Perdas</td><td rowspan="3">Após 2,13 GW</td></tr>
<tr><td rowspan="2">TE
Tarifa de Energia</td><td>Encargos</td></tr>
<tr><td>Energia</td></tr>
</table>

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL, 2019.

Compensação na própria unidade consumidora: os cálculos da agência apontam que seria possível manter a regra atual até que o mercado de MMGD se consolide e atinja 3,365 GW em todo país. Após alcançar esta meta, o *netmetering* será parcial e os consumidores com MMGD deverão pagar a parcela referente à TUSD Fio B[16] da sua distribuidora.

Autoconsumo remoto: a ANEEL analisou um período de transição, no qual permite a manutenção das regras atuais até atingir 1,25GW de capacidade instalada. Ao alcançar este patamar e até 2,13 GW, os produtores de energia descentralizada remotamente passarão a pagar a parcela referente à TUSD Fio B. Em seguida, quando o mercado for superior a 2,13 GW, a MMGD será onerada referente à TUSD Fio B, Fio A[17] e Encargos.

A partir da Tabela 5.5, a FGV Energia acompanhará a evolução do período de transição entre as regras atuais para o novo modelo de *netmetering*, observando a evolução da potência instalada em cada modalidade de consumo.

Tabela 5.5 – Evolução da Capacidade Instalada (kW) por modalidade de Consumo

SETORES	dez/17		dez/18		dez-18/dez-17	
	Nº Conexões	kW	Nº Conexões	kW	Nº Conexões	kW
Residencial	17.242	73.947	39.682	194.078	130,1%	162,5%
Comercial	3.463	118.054	8.950	291.263	158,4%	146,7%
Rural	694	22.410	2.509	64.640	261,5%	188,4%
Industrial	508	35.563	1.472	84.100	189,8%	136,5%
Serviço Público	258	10.770	422	18.349	63,6%	70,4%
Iluminação Pública	4	30	10	249	150,0%	724,5%
TOTAL	**22.169**	**260.773**	**53.045**	**652.678**	**139,3%**	**150,3%**

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

E) DISPONIBILIDADE

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

	dez-18		dez-18/nov-18	dez-18/dez-17	Tendências*	nov-18		dez-17	
	Mwmed	MLT				Mwmed	MLT	Mwmed	MLT
SE/CO	45.332,00	95,49%	12,56%	1,84%		40.273,00	129,81%	44.512,00	95,03%
S	5.973,00	78,79%	-44,38%	-8,38%		10.738,00	113,12%	6.519,00	85,87%
NE	8.857,00	88,73%	148,23%	60,22%		3.568,00	66,12%	5.528,00	55,10%
N	11.698,00	141,19%	254,27%	164,84%		3.302,00	81,66%	4.417,00	74,40%
SIN	71.860,00	-	24,15%	17,85%		57.881,00	-	60.976,00	-

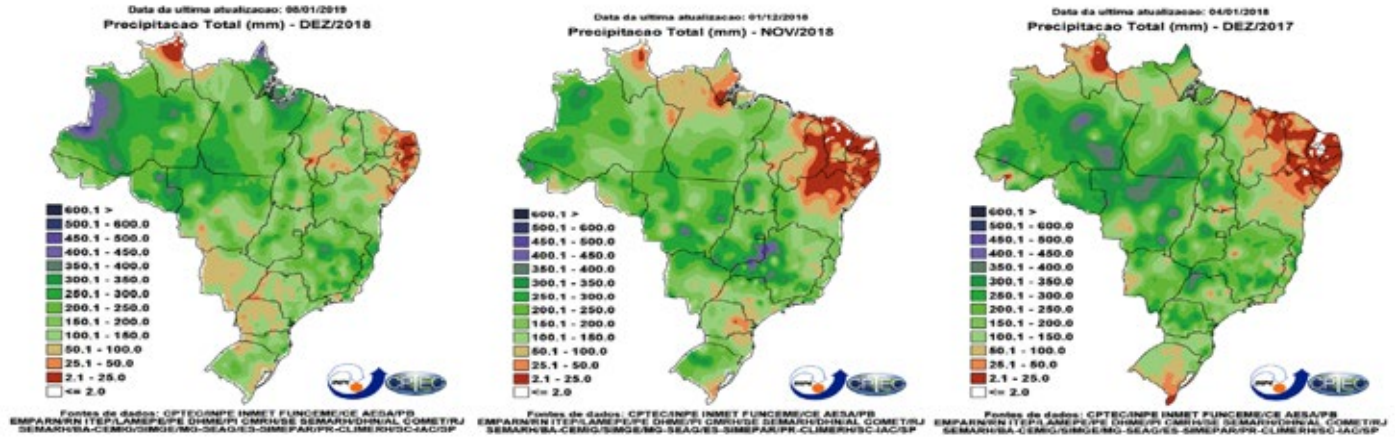
* Tendências nos últimos 12 meses
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

16 A TUSD Fio B representa os custos gerenciáveis da distribuidora, representado pelos custos operacionais, receitas irrecuperáveis, remuneração de capital e cota de depreciação. São custos próprios da atividade de distribuição que estão sujeitos ao controle ou influência das práticas gerenciais adotadas pela empresa.

17 A TUST FIO A engloba custos de aquisição, transporte e encargos setoriais de energia elétrica e representa a maior parte dos custos não gerenciáveis pela distribuidora, relacionados às atividades de geração e transmissão, além de encargos setoriais previstos em legislação específica.

A Tabela 5.6 e a Figura 5.6 mostram um aumento da precipitação total de dezembro de 2018, em comparação com novembro, fazendo com que a disponibilidade hídrica crescesse 24,15%. Dessa forma, a ENA disponível aumentou significativamente nos submercados SE/CO (12,56%), NE (148,23%) e N (254,27%). Por outro lado, o S apresentou uma redução de 44,38%. Ao se observar a relação entre ENA e MLT[18], pode-se perceber que apenas a disponibilidade hídrica no N é acima da média histórica, 141,19%. Por outro lado, no SE/CO, no S e no NE, esses valores estão bem abaixo das médias históricas.

Figura 5.6: Mapas de Ocorrência de Pluviosidade no Brasil para dez/18, nov/18 e dez/17.



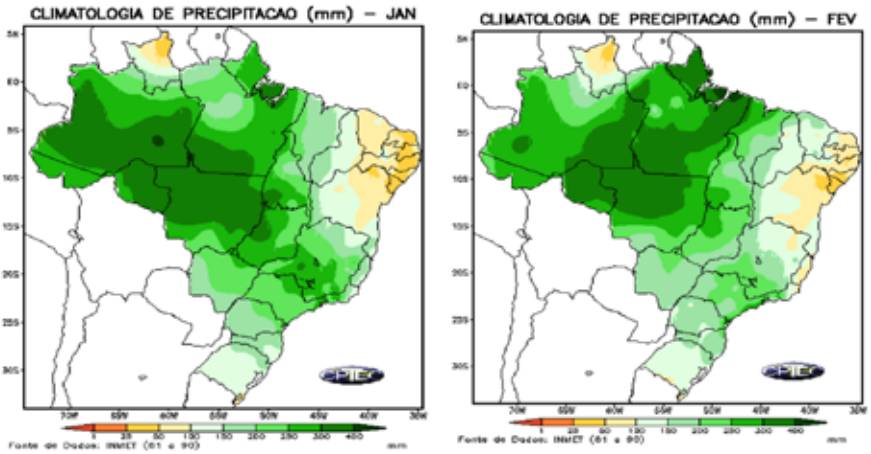
Fonte: CPTEC/INPE

Na comparação anual, a disponibilidade hídrica no mês de dezembro de 2018 foi maior do que a de dezembro de 2017, pois houve um aumento de 17,85%. Os subsistemas SE/CO, NE e N apresentaram uma variação positiva de 1,84%, 60,22% e 164,84%, respectivamente. Por outro lado, o S apresentou uma variação negativa de 8,38%.

A Figura 5.7 apresenta a pluviosidade média para os meses de janeiro e fevereiro de 2019, onde é possível observar um aumento das áreas de maior precipitação. Assim, a expectativa é que haja uma melhora na disponibilidade hídrica nos próximos meses.

[18] 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 5.7: Mapas de Pluviosidade Média no Brasil para janeiro e fevereiro de 2019



Fonte: CPTEC/INPE

F) ESTOQUE

Como consequência dos volumes pluviométricos observados entre os meses de novembro e dezembro de 2018, foi registrado um aumento de 13,24% na Energia Armazenada (EAR) do SIN. Contudo, mesmo com esse aumento, o volume armazenado representa apenas 31,91% da capacidade do reservatório, como pode ser observado na Tabela 5.7. No SE/CO, subsistema que possui a maior capacidade de armazenamento, a variação foi 14,34%, fazendo com que o volume do reservatório atingisse 27,51% da sua capacidade total. Os subsistemas NE e N também apresentaram variação positiva, contudo, o nível de armazenamento nesses ainda não é confortável. O subsistema S apresentou a melhor situação em dezembro, com nível de seu reservatório de aproximadamente 59%. Todavia, esse volume é 14,61% menor do que o mês anterior.

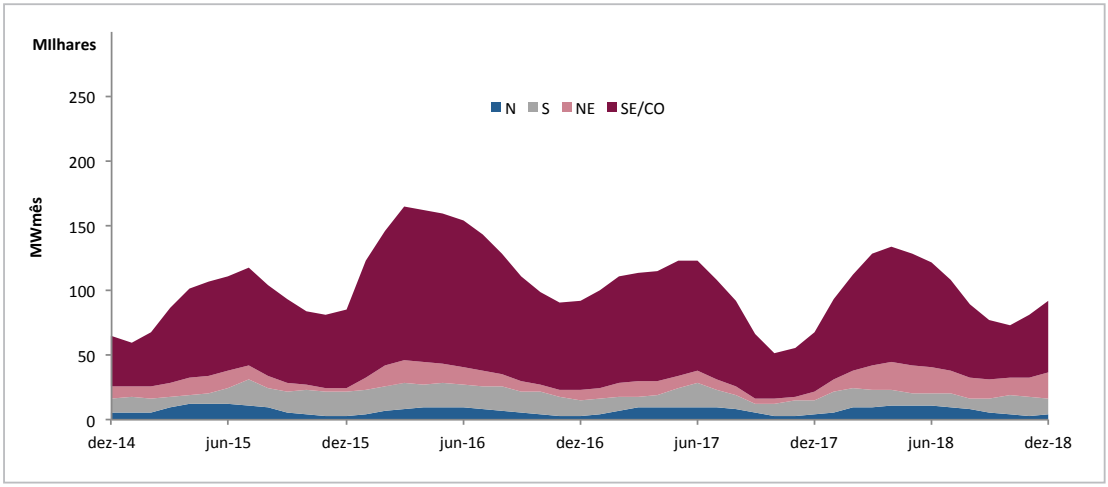
Tendo em vista a análise anual, pode-se perceber uma melhora relevante em todos os subsistemas. Houve um aumento de 37,31% na EAR, com destaque para o subsistema NE onde a variação foi de +214,46%. Todavia, vale destacar que, embora os níveis da EAR tenham melhorado, a sua situação ainda é delicada. A Figura 5.8 apresenta o histórico de energia armazenada nos últimos 4 anos.

Tabela 5.7: Energia Armazenada-EAR (MWmês)

	dez-18		dez-18/nov-18	dez-18/dez-17	Tendências*	nov-18		dez-17	
	EAR	% Reservatório				EAR	% Reservatório	EAR	% Reservatório
SE/CO	55.931	27,51%	14,34%	21,82%		48.916	24,06%	45.912	22,58%
S	11.927	59,34%	-14,61%	4,02%		13.968	69,49%	11.466	57,05%
NE	20.654	39,85%	32,87%	214,46%		15.544	29,99%	6.568	12,68%
N	4.111	27,32%	22,10%	17,19%		3.367	22,38%	3.508	23,32%
SIN	92.623	31,91%	13,24%	37,31%		81.795	28,18%	67.454	23,24%

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

Figura 5.8: Histórico de Energia Armazenada-EAR (MWmês)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

G) CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO – CMO

Entre os meses de novembro e dezembro de 2018 houve uma significativa redução no CMO em todos os submercados, como pode ser observado na Tabela 5.8. Esta redução decorre de uma maior disponibilidade hídrica devido à chegada do período chuvoso e, consequentemente, uma diminuição da geração térmica. A maior redução foi observada no SE/CO, onde o CMO foi 62,02% menor. Em seguida ficaram o S, com uma redução de 48,51%, e o NE e N com uma redução de 29,82%. Na comparação anual, também foi evidenciada uma variação negativa, sendo o CMO de dezembro de 2018 consideravelmente menor do que o de dezembro de 2017. As reduções observadas foram de 79,81% no SE/CO, no 72,70% no S, 62,63% no NE e 62,25% no N.

Tabela 5.8: CMO Médio Mensal - R$/MWh

	dez-18	dez-18/nov-18	dez-18/dez-17	Tendências*	nov-18	dez-17
SE/CO	44,51	-62,02%	-79,81%		117,18	220,46
S	60,34	-48,51%	-72,70%		117,18	220,98
NE	82,24	-29,82%	-62,63%		117,18	220,07
N	82,24	-29,82%	-62,25%		117,18	217,86

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

H) TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Como pode ser observado na Tabela 5.9, ao longo do último período, foi verificado o processo de reajuste tarifário apenas na Energisa Borborema.

A Energisa Borborema, localizada no estado da Paraíba, e que atende 212 mil unidades consumidoras, teve um reajuste tarifário médio de 4,36%, sendo 4,60% na baixa tensão e 3,81% na alta tensão. Os reajustes são válidos a partir de 4 de fevereiro de 2019.

Tabela 5.9: Reajustes Tarifários (Variação % Média)

Sigla	Concessionária	Estado	Índice de Reajuste Tarifário	Data
Energisa Borborema	Energisa Borborema	PB	4,36%	04/fev

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL.

I) EXPANSÃO

Entre fevereiro de 2019 e dezembro de 2025, a expansão prevista, considerando apenas projetos sem graves restrições para entrada em operação, é de aproximadamente 18.688 MW. Conforme apresentado na Tabela 5.10, até o final de 2019, a expectativa é que a capacidade de geração do sistema seja incrementada em 5.158,21 MW, sendo aproximadamente 17,14% em termelétrica, 0,8% em Biomassa, 6,69% em Solar, 65,64% em hidrelétrica, 2,11% em PCH e 7,62% em eólica.

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

Fonte	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
Termelétrica	884,27	1.691,89	2.201,00	50,00	1.672,60	-	-	6.500
Biomassa	41,02	226,56	301,95	59,80	140,00	-	-	769
Solar	345,01	5,00	844	494,86	-	-	-	1.689
Hidrelétrica	3.385,91	1.222,22	32	-	98,90	-	-	4.739
PCH	108,80	311,59	528,61	282,93	57,45	6,50	-	1.296
Eólica	393,20	897,20	138,30	538,98	1.207,63	519,40	-	3.695
Total	5.158,21	4.354,46	4.045,86	1.426,57	3.176,58	525,90	-	18.688

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

J) LEILÕES

A diretoria da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) homologou no dia 22/01/2019 o resultado dos Leilões nº 05/2018 e nº 6/2018 (A-1/2018 e A-2/2018). O leilão foi destinado à contratação de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes, com início de suprimento em 1º de janeiro de 2019 (A-1) e 1º de janeiro de 2020 (A-2). No Leilão A-1/2018, foram negociados 4 lotes. No Leilão A-2/2018 foram negociados 359 lotes.

O Leilão de Transmissão, realizado no dia 20/12/2018, fechou com contratos que vão gerar investimentos recordes de cerca de R$ 13,2 bilhões de reais, o maior volume de aportes vinculados a um leilão de transmissão na história da ANEEL. Além do volume de investimentos, esse leilão tem recorde também na estimativa de geração de empregos, de 28 mil postos de trabalho diretos. Segundo o diretor-geral da ANEEL, André Pepitone, "A soma de ambiente estável, atrativo e de confiança é o que propicia participação expressiva dos investidores". Todos os 16 lotes oferecidos foram arrematados e a disputa entre os participantes assegurou um deságio médio de 46%, o que significa que a receita dos empreendedores para exploração dos investimentos ficará menor que o previsto inicialmente, contribuindo para modicidade tarifária de energia. Os vencedores do leilão vão construir e operar 55 linhas de transmissão, com 7.152 km de extensão, e 25 subestações com capacidade de transformação de 14.819 MVA nos estados do Amazonas, Amapá, Bahia, Espírito Santo, Minas Gerais, Pará, Paraná, Rio de Janeiro, Rio Grande do Sul, Rondônia, Santa Catarina, São Paulo e Tocantins.