

Setor Elétrico

Por Carlos Eduardo Paes,
e Gláucia Fernandes

A) DEMANDA

Tabela 4.1: Consumo de Energia por Subsistema (MWmed)

	jul-19	jul-19/jun-19	jul-19/jul-18	Tendências*	jun-19	jul-18
SE/CO	36.473,81	-2,09%	-1,62%		37.253,63	37.074,48
S	11.080,42	2,99%	0,00%		10.758,52	11.080,20
NE	9.984,62	-2,73%	-2,59%		10.265,12	10.249,90
N	5.426,63	-1,65%	4,76%		5.517,74	5.180,27
SIN	62.965,47	-1,30%	-0,97%		63.795,02	63.584,85

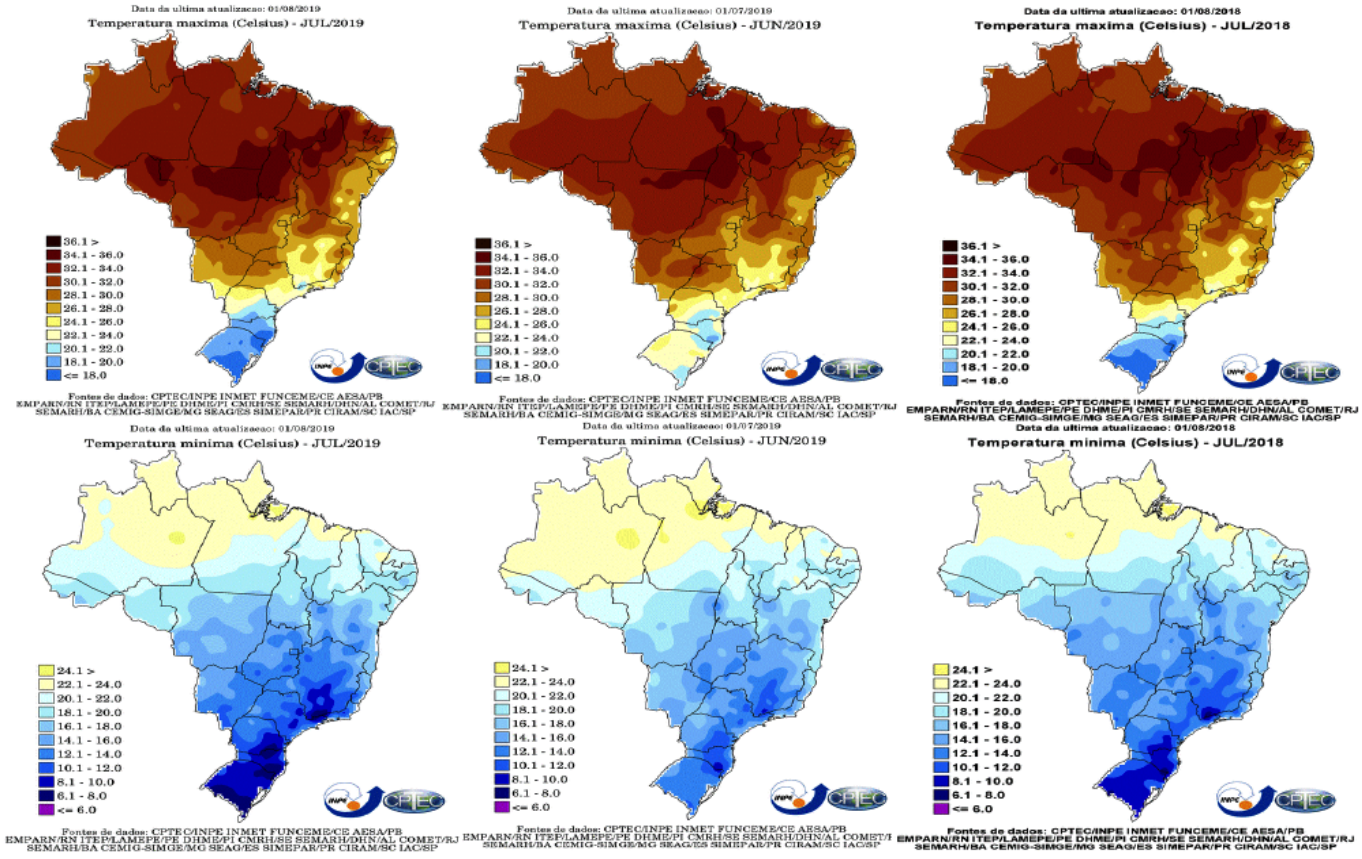
* Tendências nos últimos 12 meses.
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Em julho de 2019, o consumo de energia total do SIN reduziu 1,3%, quando comparado ao mês anterior. Como pode ser observado na Tabela 4.1, houve uma redução da carga em quase todos os subsistemas, com exceção do Sul, sendo que a maior redução ocorreu no NE, 2.73%. No geral, os valores das variações percentuais foram baixos, indicando que a demanda por eletricidade em julho deste ano teve pequena alteração em relação ao mês anterior.

Esta manutenção no consumo de energia elétrica pode estar associada às temperaturas que, como apresentado na Figura 4.1, permaneceram aproximadamente na mesma faixa ao longo de maior parte do território nacional nos meses de junho e julho de 2019. Apenas na região Sul ocorreu uma diminuição relevante nas temperaturas máximas e mínimas, possivelmente explicando o fato da demanda por eletricidade ter aumentado apenas no submercado Sul.

Na comparação anual percebe-se que a variação de consumo no SIM entre julho de 2019 e julho de 2018 foi menor ainda, com um decréscimo observado de menos de 1%. Consequentemente, os subsistemas individualmente também tiveram pequenas alterações no consumo, com destaque para o submercado Sul, que teve uma variação de 0%, indicando que o consumo foi virtualmente o mesmo em julho de 2018 e julho e 2019. O maior aumento anual foi observado no Norte, 4,76%.

Figura 4.1: Mapas de Temperatura Máxima e Mínima no Brasil para jul/19, jun/19 e jul/18



Fonte: CPTEC/INPE (2019).

B) OFERTA

Conforme apresentado na Tabela 4.2, entre os meses de junho e julho de 2019, a geração total de energia elétrica diminuiu 1,12%. A geração hidráulica, que constitui a principal fonte geradora de energia no Brasil, teve uma diminuição total de 7,17%, assim como a eólica que diminuiu 6,14%. As outras fontes tiveram acréscimo na geração, com destaque para a fonte térmica que aumentou 36,31%, possivelmente devido aos baixos níveis de precipitação na maior parte do território nacional.

Principalmente no Nordeste, com pouca disponibilidade hídrica, a geração termelétrica aumentou 142,48% entre junho e julho de 2019. No submercado Norte o crescimento da geração termelétrica

também foi bastante expressivo (68,59%), porém não tanto quanto no Nordeste. No SE/CO a geração eólica aumentou 63% nesse período, mas ainda sim seu valor absoluto foi baixo, apenas 5,1 MWMed uma vez que a potência instalada total de fonte eólica no SE/CO é consideravelmente baixa.

Na comparação anual, observa-se um aumento de quase 10% na geração total do SIN. A geração solar teve um crescimento de grande expressão, com um aumento de 51,17% em relação ao mês de julho do ano passado. No NE o crescimento anual da fonte solar foi de 52,51% enquanto no SE/CO foi de 47,48%. Apenas as fontes térmica e nuclear tiveram redução na geração em relação ao ano passado, reduzindo respectivamente 17,8% e 0,29%, mostrando que que apesar do crescimento da geração termelétrica em julho 2019 com relação a junho, o SIN conseguiu gerar uma maior parte da carga com outras fontes do que no ano passado.

Tabela 4.2: Geração de Energia Despachada por Subsistema e por Tipo (MWmed)

		jul-19	jul-19/jun-19	jul-19/jul-18	Tendências*	jun-19	jul-18
SE/CO	Hidráulica	24.430,96	-5,51%	27,67%		25.855,79	19.136,31
	Nuclear	2.001,53	1,00%	-0,29%		1.981,71	2.007,29
	Térmica	7.041,90	19,07%	-16,95%		5.914,07	8.479,36
	Eólica	5,09	63,06%	-78,16%		3,12	23,30
	Solar	177,47	6,38%	47,48%		166,83	120,33
	Total	33.656,94	-0,78%	13,07%		33.921,52	29.766,60
S	Hidráulica	9.489,84	5,69%	35,33%		8.979,04	7.012,26
	Térmica	1.096,10	7,16%	-31,35%		1.022,88	1.596,67
	Eólica	724,17	12,36%	-6,66%		644,50	775,86
	Solar	0,24	-23,00%	-18,53%		0,31	0,29
	Total	11.310,34	6,23%	20,51%		10.646,73	9.385,08
NE	Hidráulica	2.417,38	-0,68%	32,34%		2.434,03	1.826,60
	Térmica	2.024,45	142,48%	-19,38%		834,90	2.510,95
	Eólica	5.993,64	-8,53%	1,88%		6.552,82	5.883,17
	Solar	354,84	4,68%	52,51%		338,98	232,67
	Total	10.790,32	6,20%	3,22%		10.160,73	10.453,38
N	Hidráulica	4.596,63	-41,29%	9,95%		7.830,04	4.180,71
	Térmica	2.252,20	68,59%	-10,51%		1.335,88	2.516,57
	Eólica	162,43	20,14%	31,16%		135,20	123,84
	Solar	1,53	-	-	-	1,48	0,00
	Total	7.012,79	-24,61%	2,81%		9.302,60	6.821,11
Itaipu		6.858,66	7,38%	-2,69%		6.387,05	7.048,00
Total	Hidráulica	47.793,47	-7,17%	21,91%		51.485,95	39.203,87
	Nuclear	2.001,53	1,00%	-0,29%		1.981,71	2.007,29
	Térmica	12.414,64	36,31%	-17,80%		9.107,73	15.103,55
	Eólica	6.885,33	-6,14%	1,16%		7.335,64	6.806,17
	Solar	534,08	5,22%	51,17%		507,60	353,30
SIN		69.629,05	-1,12%	9,70%		70.418,63	63.474,17

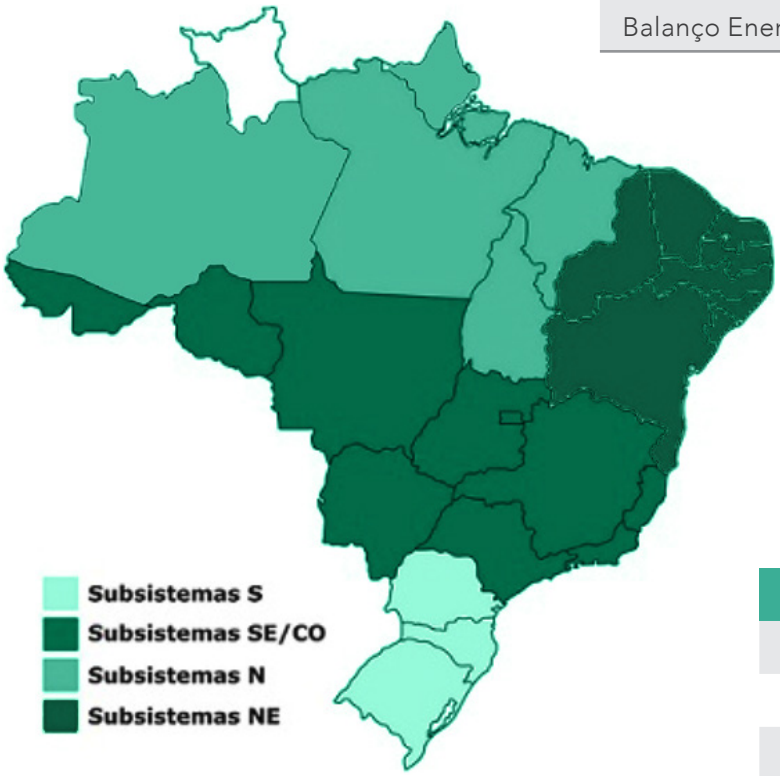
* Tendências nos últimos 12 meses.
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

C) BALANÇO ENERGÉTICO

Figura 4.2: Mapa de Balanço Energético dos Subsistemas do SIN

Balanço Energético (+) Superávit
(-) Déficit

Subsistema N	
Carga	5.427
Geração Hídrica	4.597
Geração Térmica	2.252
Geração Eólica	162
Balanço Energético	1.585



Subsistema NE	
Carga	9.985
Geração Hídrica	2.417
Geração Térmica	2.024
Geração Eólica	5.994
Geração Solar	355
Balanço Energético	806

Subsistema SE/CO	
Carga	36.474
Geração Hídrica	24.431
Geração de Itaipu	6.859
Geração Térmica	7.042
Geração Nuclear	2.002
Geração Eólica	5
Geração Solar	177
Balanço Energético	4.042

Subsistema S	
Carga	11.080
Geração Hídrica	9.490
Geração Térmica	1.096
Geração Eólica	724
Balanço Energético	230

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do ONS.

Conforme os dados apresentados na Figura 4.2 e na Tabela 4.3, no mês de julho de 2019, todos os subsistemas tiveram geração acima do consumo de energia elétrica, ou seja, balanço energético positivo. O destaque está no submercado SE/CO que gerou em torno de 4 MWMed acima de sua demanda. O submercado Sul apresentou o menor superávit dentre todos os submercados, 230 MWMed, indicando que sua geração conseguiu ser muito próxima do seu consumo próprio.

Contudo, os valores de intercâmbio sofreram variações expressivas, principalmente do SE/CO para o NE e do S para o SE/CO, em que ocorreram variações no intercâmbio de aproximadamente 318% e 213%, respectivamente. A variação de intercâmbio entre essas regiões (em módulo e em sentido) se deu não apenas de junho para julho de 2019, mas também entre julho de 2018 e julho de 2019, tendo o submercado NE importado energia do SE/CO e o SE/CO importou energia do S nesse ano de 2019. Tal variação se torna principalmente expressiva quando se observa os intercâmbios Internacional – S, N – NE e N - SE/CO, que reduziram em mais da metade em relação ao mês anterior do ano de 2019. Nesse caso o destaque está no intercâmbio internacional que sofreu uma variação mensal de quase 100% e uma anual de mais de 100%, indicando a mudança de sentido.

Tabela 4.3: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)

	jul-19	jul-19/jun-19	jul-19/jul-18	Tendências*	jun-19	jul-18
S - SE/CO	425,00	213,47%	126,82%		-374,56	-1.584,46
Internacional - S	-6,63	-97,48%	-105,99%		-263,38	110,66
N - NE	274,69	-54,21%	-24,71%		599,86	364,85
N - SE/CO	1.311,48	-58,86%	2,78%		3.187,85	1.275,99
SE/CO - NE	1.080,39	318,06%	290,10%		-495,46	-568,34

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

D) DISPONIBILIDADE

Tabela 4.4: Energia Natural Afluente-ENA e a Relação com as Respectivas MLTs (MWmed)

	jul-19		jul-19/jun-19	jul-19/jul-18	Tendências*	jun-19		jul-18	
	Mwmed	MLT				Mwmed	MLT	Mwmed	MLT
SE/CO	21.765,00	85,07%	-29,39%	22,90%		30.824,00	95,23%	17.710,00	69,55%
S	7.176,00	62,98%	-57,57%	9,19%		16.914,00	155,82%	6.572,00	58,54%
NE	1.811,00	46,81%	-30,93%	27,90%		2.622,00	55,89%	1.416,00	36,31%
N	4.390,00	84,46%	-51,09%	11,39%		8.976,00	86,14%	3.941,00	75,46%
SIN	35.142,00	-	-40,77%	18,57%		59.336,00	-	29.639,00	-

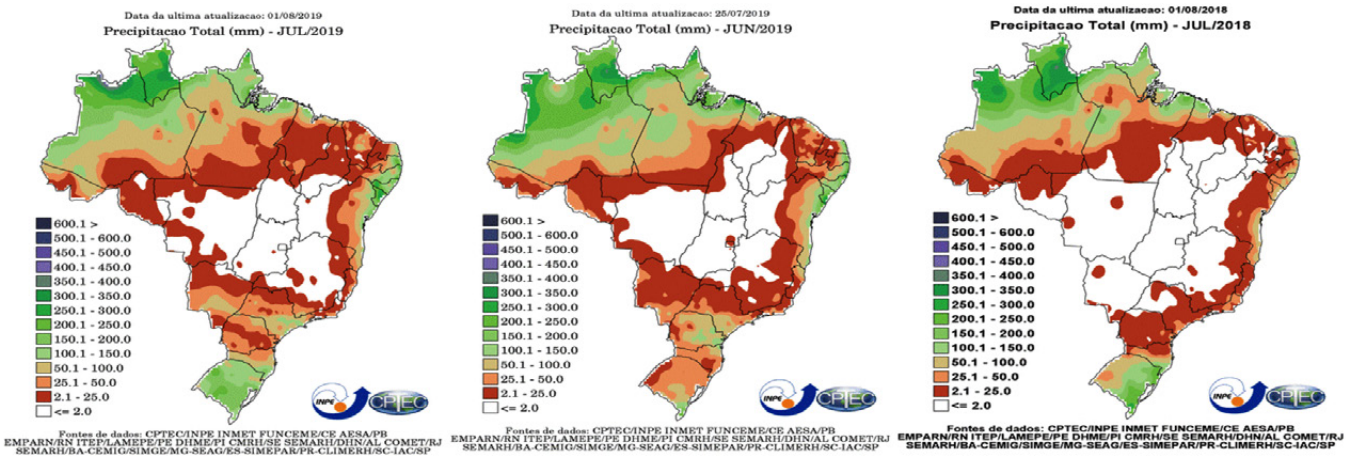
* Tendências nos últimos 12 meses.
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

A Tabela 4.4 apresenta informações acerca da Energia Natural Afluente (ENA). Entre os meses junho e julho de 2019, a disponibilidade hídrica total do SIN diminuiu aproximadamente 41%, um valor bastante expressivo. Continuou em ritmo de queda, provavelmente devido ao período seco que ocorre durante os meses de inverno. A ENA diminuiu em todos os subsistemas, com destaque para os submercados N e S em que a queda mensal foi maior que 50%. Contudo, é importante ressaltar que todos os valores são maiores em relação a comparação anual com julho de 2018.

Essas quedas são corroboradas pelos dados de precipitação mostrados na Figura 4.3, que apresenta a precipitação total para os meses analisados. Pela imagem pode-se observar que, apesar da região costeira ter tido um maior índice de chuvas em 2019 em relação ao ano passado, o país ainda se encontra com um baixo volume total de pluviosidade, apresentando valores muito baixos na região central do país e um pouco melhores no Norte, Sul e região costeira do Nordeste. Tal conjuntura se refletiu na mudança para a bandeira tarifária vermelha patamar 1 em agosto deste ano.

Vale destacar que as ENAs de todos os submercados estão menores que suas respectivas médias históricas (relação ENA e MLT[19]), com valor especialmente discrepante no NE. Ainda assim, a variação da ENA observada em relação ao mesmo período do ano passado foi positiva (18,57%), como já mencionado anteriormente.

Figura 4.3: Mapas de Ocorrência de Pluviosidade no Brasil para jul/19, jun/19 e jul/18.

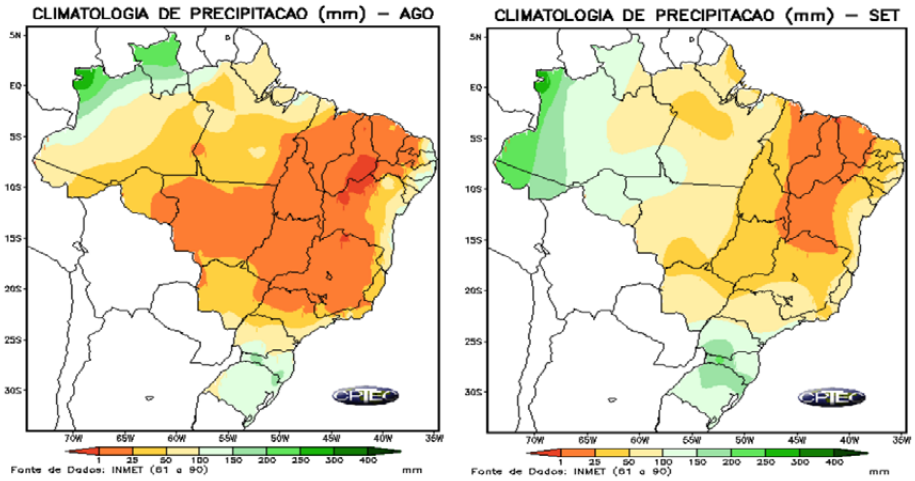


Fonte: CPTEC/INPE.

Além dessa, a Figura 4.4 apresenta a pluviosidade média para os meses de agosto e setembro de 2019, em que é possível observar uma pequena melhora na precipitação ao longo da região Norte no mês de agosto e em todo território nacional a partir de setembro. Entretanto, a Figura 4.4 mostra que apenas as regiões Sul e uma pequena parte do extremo Norte do país devem manter suas precipitações médias em torno ou um pouco acima de 100 mm, enquanto o centro do território nacional e a região costeira das outras regiões continuam apresentando uma climatologia de precipitação entre 50 e 100 mm.

[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 4.4: Mapas de Pluviosidade Média no Brasil para agosto e setembro de 2019

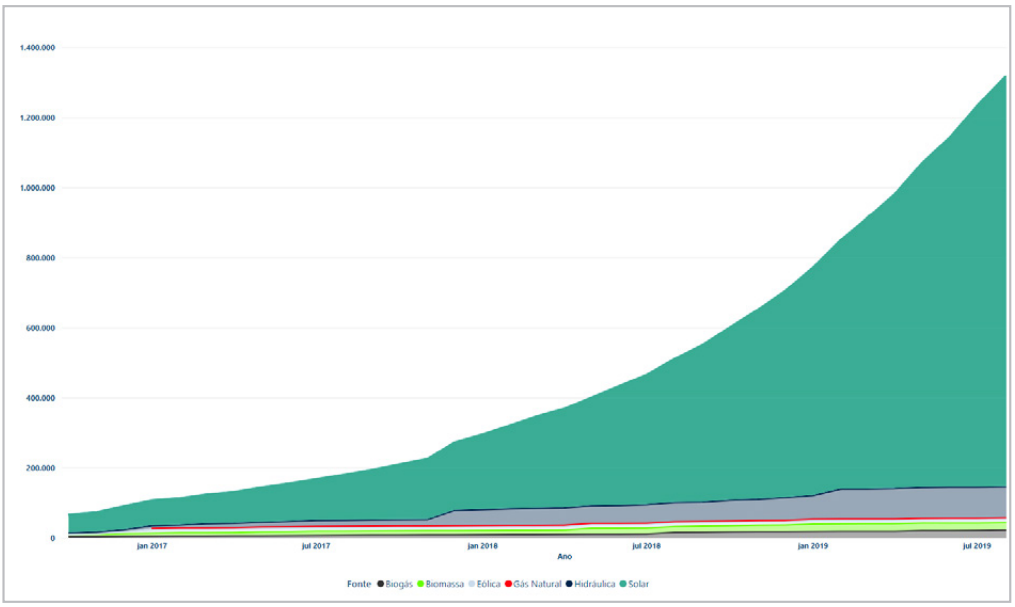


Fonte: CPTEC/INPE.

E) MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Em termos de MMGD (Micro e Mini Geração Distribuída), respaldada na Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, nos meses de maio e junho, novamente o crescimento se deu principalmente devido à fonte solar fotovoltaica. Em agosto, o montante de capacidade instalada atingiu um pouco mais de 1.317 MW, considerando todas as fontes e modalidades, conforme mostra o Gráfico 4.1. Desse montante, em torno de 88,9% é representado pela fonte solar fotovoltaica, aumentando mais de 1% na participação percentual total em relação a julho de 2019. Já as outras fontes não apresentam uma participação tão significativa, estando a segunda posição ocupada pela fonte hidráulica na forma de CGH's (Centrais Geradoras Hidrelétricas), representando atualmente aproximadamente apenas 6,7% da MMGD total.

Gráfico 4.1: Histórico da Capacidade Instalada da Micro e Minigeração Distribuída (em kW)

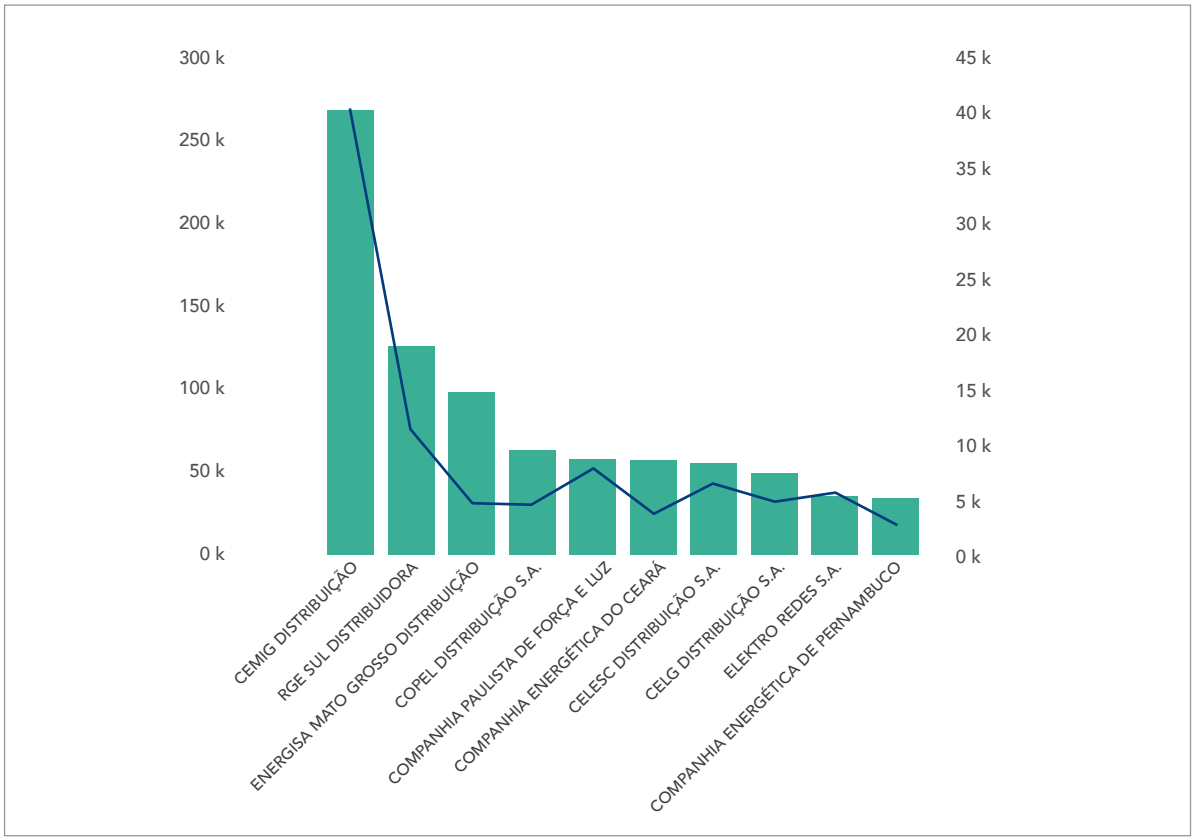


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

De toda a potência instalada de MMGD atualmente existente, a maior concentração se localiza no estado de Minas Gerais, com quase 22% do total nacional. Dessa forma, essa informação está diretamente relacionada ao fato da CEMIG Distribuidora S.A. possuir a maior potência instalada dentre as distribuidoras. O gráfico 4.2 mostra as dez maiores distribuidoras por potência instalada de MMGD (em kW – eixo do lado esquerdo) e o número total de conexões (eixo do lado direito) para cada uma delas.

A partir da imagem é possível perceber que a CEMIG Distribuidora S.A possui uma grande diferença de potência instala de MMGD em relação às outras distribuidoras. Desta, a maior parte das conexões estão no setor comercial, seguida do residencial.

Gráfico 4.2: Maiores distribuidoras por potência instalada de MMGD (em kW) e número de conexões.



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL (2019).

F) ESTOQUE

Tabela 4.5: Energia Armazenada-EAR (MWmês)

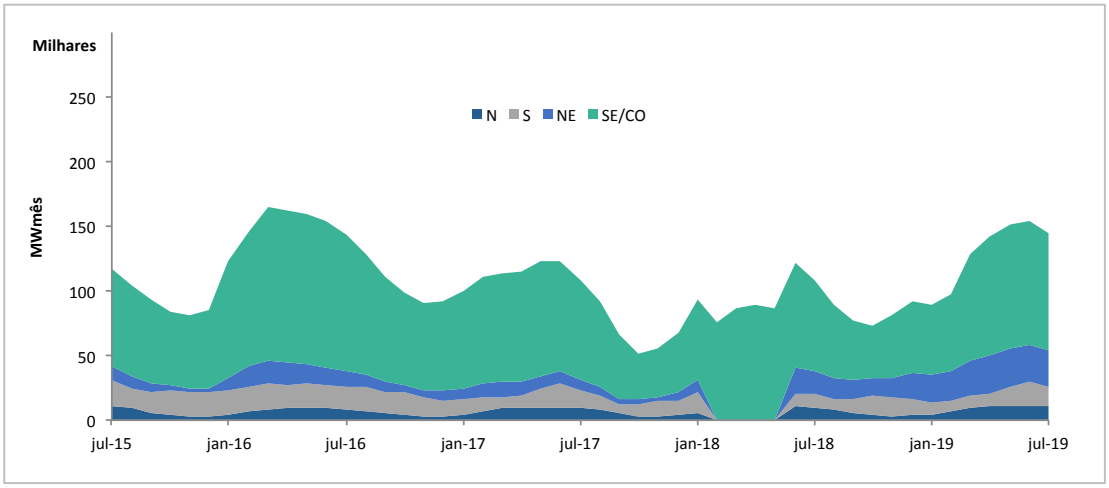
	jul-19		jul-19/jun-19	jul-19/jul-18	Tendências*	jun-19		jul-18	
	EAR	% Reservatório				EAR	% Reservatório	EAR	% Reservatório
SE/CO	91.209	44,87%	-5,25%	30,85%		96.261	47,35%	69.705	34,29%
S	15.610	75,85%	-14,38%	59,01%		18.231	88,58%	9.817	48,84%
NE	27.245	52,57%	-5,44%	50,48%		28.812	55,59%	18.105	34,93%
N	10.793	71,73%	-2,70%	6,84%		11.093	73,73%	10.102	67,14%
SIN	144.857	49,83%	-6,18%	34,46%		154.397	53,10%	107.729	37,11%

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

Como pode ser observado na Tabela 4.5, entre os meses de junho e julho de 2019, a Energia Armazenada (EAR) total do SIN diminuiu 6,18%, atingindo 49,83% da capacidade total dos reservatórios. Em todos os quatro subsistemas a variação foi negativa devido à uma redução na precipitação do país.

O S foi o subsistema com a maior variação observada, -14,38%. Em seguida aparecem os NE com -5,44%, o SE/CO com -5,25% e por fim o N com redução de -2,70%. Na comparação anual é possível perceber que a EAR aumentou 30,89%, 59,01%, 50,48% e 6,84% no SE/CO, S, NE e N, respectivamente. Essas variações contribuíram para que a EAR total do SIN aumentasse 34,46% em um ano.

Gráfico 4.2: Histórico de Energia Armazenada-EAR (MWmês)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

G) CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO – CMO

Como pode ser observado na Tabela 4.6, em julho de 2019 o Custo Marginal de Operação (CMO) dos CMOs do SE/CO e S foram iguais à R$ 181,17, enquanto os CMOs dos subsistemas NE e N foram de R$ 168,36, resultado de variações hidrológicas. Todos os CMOs tiveram um aumento, comparados ao mês anterior. A variação mensal nos subsistemas SE/CO e S foi de 154,25%. Já a variação mensal nos subsistemas NE e N foi de 136,27%.

Tabela 4.6: CMO Médio Mensal – (R$/MWh)

	jul-19	jul-19/jun-19	jul-19/jul-18	Tendências*	jun-19	jul-18
SE/CO	181,17	154,25%	-69,98%		71,26	603,46
S	181,17	154,25%	-69,98%		71,26	603,46
NE	168,36	136,27%	-72,10%		71,26	603,46
N	168,36	136,27%	-72,10%		71,26	603,46

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

H) TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Ao longo do último período, foi verificado o processo de proposição de reajuste tarifário da concessionária CPFL Piratininga. A Tabela 4.9 apresenta as tarifas médias para baixa e alta tensão, além do efeito médio para o consumidor, a data de entrada em vigor do reajuste e o número de unidades consumidoras atendidas pela concessão.

A distribuidora atende 1,7 milhões de unidades consumidoras em 27 municípios do interior e litoral do Estado de São Paulo. Na revisão da CPFL Piratininga, a previsão inicial é de redução tarifária. Entre os itens que colaboram para o índice preliminar negativo estão a redução dos custos de aquisição de energia (-0,97) e o pagamento do empréstimo da Conta ACR da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

Tabela 4.7: Reajustes Tarifários

Sigla	Concessionária	Estado	Baixa tensão (em média)	Alta tensão (em média)	Efeito médio para o consumidor	Data	Número de unidades consumidoras
CPFL	Companhia Piratininga de Força e Luz	SP	-10,14%	-2,70%	-7,47%	22/ago	1,7 milhões

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL.

I) EXPANSÃO

Tabela 4.8: Expansão prevista para o SIN por fonte (MW)

Fonte	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Sem previsão	Total
UTE	595	1.767	2.129	951	140	2.036	289	7.907
UHE	2.335	647	13	-	64	-	779	3.838
CGH	5	3	3	-	-	3	-	14
PCH	20	280	352	434	216	-	524	1.826
UTN	-	-	-	-	-	-	1.405	1.405
UFV	210	474	546	2.828	-	12	80	4.150
EOL	213	1.980	516	988	813	1.363	-	5.873
Total	3.378	5.151	3.559	5.201	1.233	3.414	3.077	25.013

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

Conforme apresentado na Tabela 4.8, de 2019 até o final de 2024, a expansão prevista, considerando apenas projetos sem graves restrições para entrada em operação, é de aproximadamente 25.013 usinas. Desse total, as termelétricas (UTE) irão contribuir com o maior percentual, 31,61%. Em seguida aparecem as eólicas (EOL) com 23,48%, as usinas solares (UFV) com 16,59%, as hidrelétricas (UHE) com 15,34%, as pequenas centrais hidrelétricas (PCH) com 7,30%, as usinas nucleares (UTN) com 5,62% e as centrais geradoras hidráulicas (CGH) com 0,06%.

Vale destacar que as hidrelétricas irão representar cerca de 69,1% de toda a expansão em 2019. Em 2020, esse percentual cai para 12,6%. A partir de 2020 pode-se perceber uma redução significativa, agregando ao sistema apenas 77 usinas até o final de 2024.

Ainda de acordo com a Tabela 4.8, em 2019 a expectativa é que a capacidade de geração do sistema seja incrementada em 3.378 usinas, sendo aproximadamente 69,1% em hidrelétrica, 17,6% em termelétrica, 6,2% em solar, 6,3% em eólica, 0,6% em PCH, 0% em UTN e 0,1% em CGH.

J) LEILÕES

Entre 07 de agosto e 13 de setembro de 2019, quatro leilões tiveram resultados relevantes atualizados pela ANEEL, sendo eles o Leilão nº 2/2019 destinado à transmissão e os Leilões de Geração nº5 e nº6/2019 destinados à contratação de energia existente e o Leilão de Geração 4/2019 destinado à contratação de energia nova.

Com respeito ao leilão de transmissão, a ANEEL aprovou no dia 13/08, o edital do leilão nº 2/2019 que vai contratar 2.470 km de novas linhas de transmissão e 7.800 MVA em capacidade de transformação. O Leilão tem por objeto a contratação de serviço público de transmissão de energia elétrica, referente à construção, à operação e à manutenção de linhas de transmissão, subestações e demais instalações integrantes da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional (SIN). O investimento previsto é de aproximadamente R$ 4,1 bilhões, com geração de 8.782 empregos diretos. No leilão, marcado para 19 de dezembro deste ano, serão licitados 12 lotes de concessões. Os lotes compreendem investimentos nos Estados do Acre, Alagoas, Bahia, Ceará, Goiás, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Minas Gerais, Pará, Rio de Janeiro, Rio Grande do Sul e São Paulo. Bahia e Goiás reúnem o maior número de novas instalações. Os prazos de conclusão das obras variam de 36 a 60 meses.

A diretoria da ANEEL aprovou, no dia 3/9, abertura de audiência pública para debater o Edital dos Leilões nº5 e nº6/2019-ANEEL, também chamados de Leilões de Energia Existente A-1 e A-2, de 2019, destinados a compra de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes. Os certames serão realizados, sequencialmente, por meio de sistema eletrônico, em 6/12, na sede da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), em São Paulo. No A-1 serão negociados contratos por quantidade. Já para o A-2, os contratos serão negociados por disponibilidade (para energia proveniente de fonte termelétrica a biomassa e gás natural) e por quantidade (para energia proveniente das demais fontes). O período de suprimento de energia elétrica será de 1/1/20 até 31/12/21 no caso do A-1 e de 1/1/21 até 31/12/22, para o Leilão A-2 de 2019.

A Diretoria da ANEEL aprovou no dia 10/9 edital do leilão Nº 4/2019 (A-6) para contratar energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração. O certame será realizado em 18 de outubro na CCEE. O início de suprimento de energia elétrica ocorre a partir de 1º de janeiro de 2025. Para o leilão foram definidos quatro produtos. Na modalidade por quantidade de energia elétrica serão contratados os empreendimentos de fonte hidrelétrica (CGH, PCH e UHE) com prazo de suprimento de 30 anos e as usinas de fontes eólica e solar com prazo de suprimento de 20 anos. Na modalidade por disponibilidade para empreendimentos de geração de fonte termelétrica à biomassa, carvão e gás natural, o prazo de suprimento é de 25 anos. O custo marginal de referência do leilão será de R$292/MWh (reais por megawatt-hora).

No edital aprovado, ocorreram alguns aprimoramentos sobre a execução de garantias e aplicação de penalidades. Um deles é a positivação da utilização das garantias de fiel cumprimento para cobertura de multa contratual, decorrente, por exemplo, de atraso na entrada em operação comercial das usinas ou de inexecução total do empreendimento, caso a multa não seja paga pelo agente, após o julgamento final do processo administrativo correspondente, tal como já foi determinado para os leilões de transmissão de energia elétrica. Dessa forma, a ANEEL dá um importante passo no sentido de melhorar as contratações para o setor, na medida em que o próprio mercado fornecedor de garantias será mais seletivo no fornecimento do produto a agentes que demonstrem capacidade técnica e econômica, além de fortalecer o comprometimento com a execução das cláusulas editalícias, principalmente quanto à entrega do objeto no prazo e nas condições contratadas.