

Setor Elétrico

Por Carlos Eduardo Paes,
e Gláucia Fernandes

A) DEMANDA

Tabela 4.1: Carga de Energia por Subsistema (MWmed)

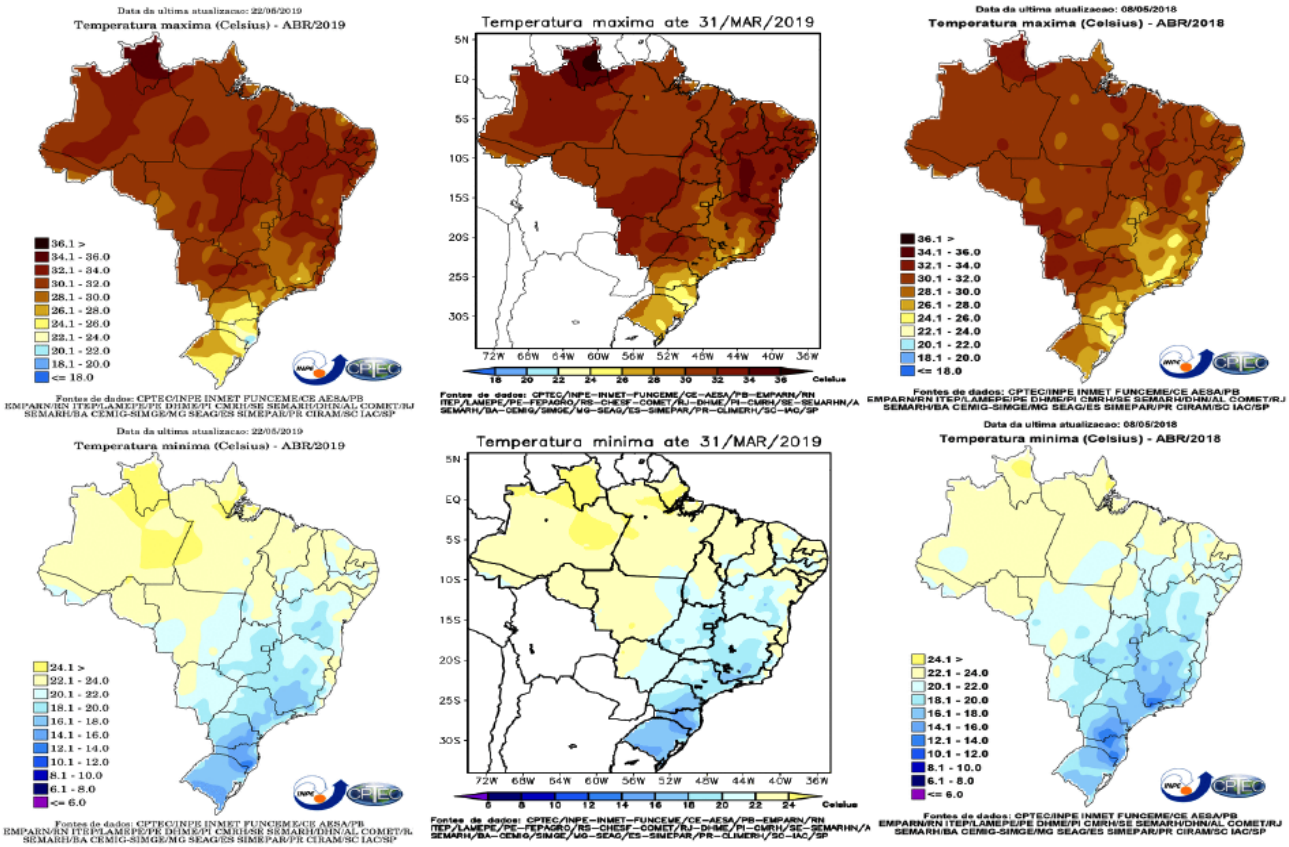
	abr-19	abr-19/mar-19	abr-19/abr-18	Tendências*	mar-19	abr-18
SE/CO	40.437,28	-0,27%	2,23%		40.546,39	39.555,79
S	11.699,10	-2,29%	-1,33%		11.973,30	11.856,29
NE	11.123,72	-0,17%	4,45%		11.143,13	10.649,34
N	5.460,65	-0,94%	0,85%		5.512,72	5.414,88
SIN	68.720,75	-0,66%	1,84%		69.175,54	67.476,30

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

Em abril de 2019, o consumo médio mensal de energia do SIN reduziu 0,27%, quando comparado ao mês anterior. Como pode ser observado na Tabela 4.1, a carga diminuiu em todos os subsistemas. A maior redução ocorreu no S, 2,29%. Esta redução no consumo é esperada para esse período, devido à redução das temperaturas médias associadas ao início do outono.

Na comparação anual, apesar da queda no crescimento da indústria, houve crescimento do consumo do SIN. O crescimento total observado foi de 1,84%. O S foi o único subsistema com decréscimo na carga entre os meses de março de 2018 e 2019. Todos os outros aumentaram seu consumo de energia. O maior aumento anual foi observado no NE, 4,45%. Em seguida aparece o SE/CO com 2,23%.

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



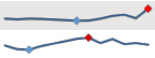
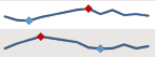
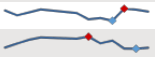
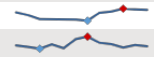
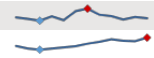
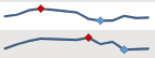
Fonte: CPTEC/INPE

B) OFERTA

Conforme apresentado na Tabela 4.2, entre os meses de março e abril de 2019, a geração média de energia aumentou 10,64%. A geração hidráulica, que constitui a principal fonte geradora de energia no Brasil, diminuiu teve um aumento total de 12,65%. Além da fonte hidráulica, observou-se também aumento da geração das usinas térmicas. Contudo, a geração nuclear sofreu um decréscimo de 13,93% devido à parada programada de Angra 2, iniciada em 22/04 para a substituição do elemento combustível e manutenção preventiva. A geração eólica aumentou 4,00%, enquanto a geração solar teve um pequeno decréscimo de 0,96%.

Na comparação anual, observa-se um aumento de 13,31% na geração total do SIN. Além da energia solar, cujo aumento expressivo se deve à entrada em operação de novas usinas, a única fonte que observou aumento, com 18,83%, foi a hidráulica.

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

		abr-19	abr-19/mar-19	abr-19/abr-18	Tendências*	mar-19	abr-18
SE/CO	Hidráulica	32.480,86	33,37%	43,48%		24.353,22	22.637,54
	Nuclear	1.485,50	-13,93%	-24,88%		1.725,97	1.977,59
	Térmica	4.679,05	16,39%	-10,51%		4.019,98	5.228,36
	Eólica	4,20	16,95%	-59,14%		3,59	10,28
	Solar	153,68	-2,13%	68,49%		157,03	91,21
	Total	38.803,29	28,23%	29,58%		30.259,80	29.944,99
S	Hidráulica	7.667,31	-10,04%	5,50%		8.523,39	7.267,68
	Térmica	944,54	16,74%	16,20%		809,09	812,85
	Eólica	507,49	-16,04%	10,16%		604,45	460,69
	Solar	0,35	4,90%	-37,49%		0,33	0,55
	Total	9.119,68	-8,23%	6,77%		9.937,25	8.541,77
NE	Hidráulica	2.499,07	13,64%	35,48%		2.199,08	1.844,62
	Térmica	2.234,21	-10,17%	-5,59%		2.487,05	2.366,45
	Eólica	3.131,43	8,76%	-2,41%		2.879,19	3.208,86
	Solar	328,25	-0,44%	76,24%		329,72	186,25
	Total	8.192,96	3,77%	7,71%		7.895,04	7.606,18
N	Hidráulica	11.581,78	-1,90%	8,95%		11.806,52	10.630,14
	Térmica	900,96	-5,00%	0,28%		948,42	898,48
	Eólica	61,71	-17,95%	51,72%		75,20	40,67
	Solar	1,22	-	-	-	1,11	0,00
	Total	12.545,67	-2,23%	8,44%		12.831,26	11.569,30
Itaipu		7.794,00	-4,68%	-20,58%		8.177,00	9.813,93
Total	Hidráulica	62.023,02	12,65%	18,83%		55.059,21	52.193,91
	Nuclear	1.485,50	-13,93%	-24,88%		1.725,97	1.977,59
	Térmica	8.758,76	5,98%	-5,88%		8.264,54	9.306,14
	Eólica	3.704,82	4,00%	-0,42%		3.562,43	3.720,51
	Solar	483,50	-0,96%	73,91%		488,19	278,02
SIN		76.455,60	10,64%	13,31%		69.100,35	67.476,17

* 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	5.461
Geração Hídrica	11.582
Geração Térmica	901
Geração Eólica	62
Balanço Energético	7.084



Subsistema NE	
Carga	11.124
Geração Hídrica	2.499
Geração Térmica	2.234
Geração Eólica	3.131
Geração Solar	328
Balanço Energético	-2.931

Subsistema SE/CO	
Carga	40.437
Geração Hídrica	32.481
Geração de Itaipu	7.794
Geração Térmica	4.679
Geração Nuclear	1.485
Geração Eólica	4
Geração Solar	154
Balanço Energético	6.160

Subsistema S	
Carga	11.699
Geração Hídrica	7.667
Geração Térmica	945
Geração Eólica	507
Balanço Energético	-2.580

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 abril de 2019, apenas nos subsistemas N e SE/CO a geração foi maior do que o consumo de energia. A carga no submercado SE/CO foi de aproximadamente 40.437 MWmed enquanto que sua geração foi cerca de 46.597 MWmed, resultando num balanço energético de 6.160 MWmed. O balanço energético positivo dos submercados N e SE/CO foi importante para suprir o balanço negativo dos subsistemas NE e S que precisaram importar respectivamente 2.931 MWmed e 2.580 MWmed. Além disso, para complementar o consumo de energia nacional, foram importados cerca de 59 MWmed.

Tabela 4.3: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)

	abr-19	abr-19/mar-19	abr-19/abr-18	Tendências*	mar-19	abr-18
S - SE/CO	-2.520,27	-28,53%	23,96%		-1.960,86	-3.314,39
Internacional - S	59,03	-21,49%	-		75,19	0,00
N - NE	2.561,45	-10,43%	-1,93%		2.859,58	2.611,81
N - SE/CO	4.523,56	1,45%	27,69%		4.458,96	3.542,60
SE/CO - NE	369,30	1,36%	-14,38%		364,35	431,34

* 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)

	abr-19		abr-19/mar-19	abr-19/abr-18	Tendências*	mar-19		abr-18	
	Mwmed	MLT				Mwmed	MLT	Mwmed	MLT
SE/CO	51.981,00	96,55%	-20,67%	7,79%		65.524,00	96,47%	48.223,00	89,61%
S	6.882,00	100,81%	-29,85%	12,82%		9.810,00	133,36%	6.100,00	91,36%
NE	6.529,00	55,70%	5,00%	14,38%		6.218,00	43,32%	5.708,00	48,27%
N	25.528,00	97,66%	14,26%	-9,22%		22.342,00	84,88%	28.122,00	107,36%
SIN	90.920,00	-	-12,49%	3,14%		103.894,00	-	88.153,00	-

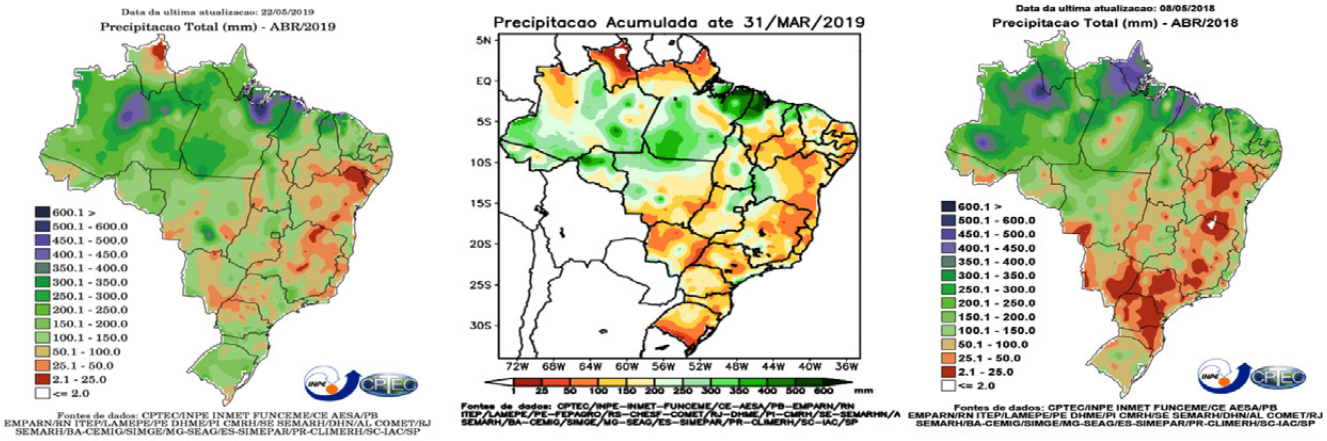
* Tendências nos últimos 12 meses
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

A Tabela 4.4 apresenta informações acerca da Energia Natural Afluente (ENA). Entre os meses março e abril de 2019, a disponibilidade hídrica total do SIN diminuiu 12,49%. A ENA aumentou em apenas dois subsistemas, NE e N. A maior variação ocorreu no S, com um decréscimo de 29,85%. Em seguida apareceram o SE/CO (com um decréscimo de 20,67%), o N (com um aumento de 14,26%) e por fim o NE (com um aumento de 5,00%). Contudo, vale destacar que as ENAs de três dos quatro submercados (SE/CO, S, N) estão bem próximas de suas respectivas médias históricas (relação ENA e MLT[24]). O NE é o único que possui ENA em que ocorre maior um distanciamento considerável de sua MLT.

Na comparação anual, foi possível observar um aumento na ENA total do SIN. A variação observada foi de 3,14%. Os subsistemas SE/CO, S e NE tiveram uma variação positiva de 7.79%, 12,82% e 14,38%, respectivamente. Por outro lado, o N sofreu uma redução de 9,22%.

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

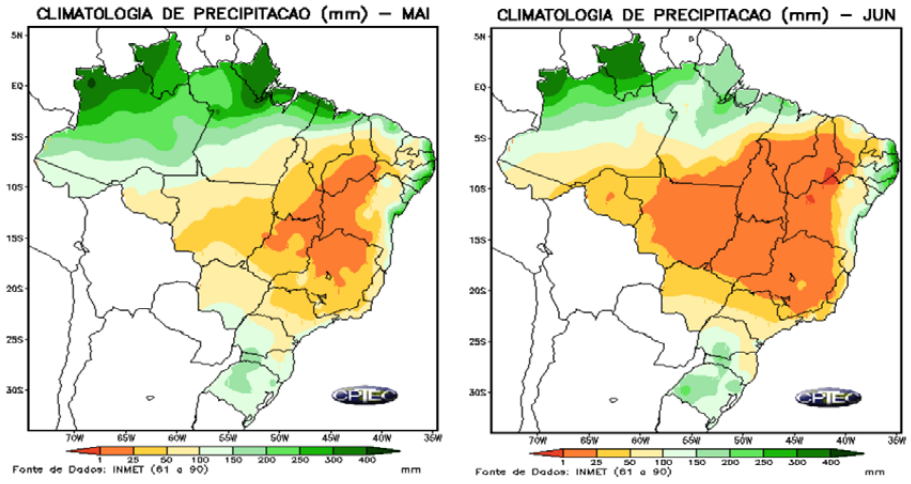
Figura 4.3: Mapas de Ocorrência de Pluviosidade no Brasil para abr/19, mar/19 e abr/18.



Fonte: CPTEC/INPE

A Figura 4.3 apresenta a precipitação total para os meses analisados. Além dessa, a Figura 4.4 apresenta a pluviosidade média para os meses de maio e junho de 2019, onde é possível observar uma redução da expectativa de precipitação com a chegada do período seco em grande parte do território nacional.

Figura 4.4: Mapas de Pluviosidade Média no Brasil para maio e junho de 2019

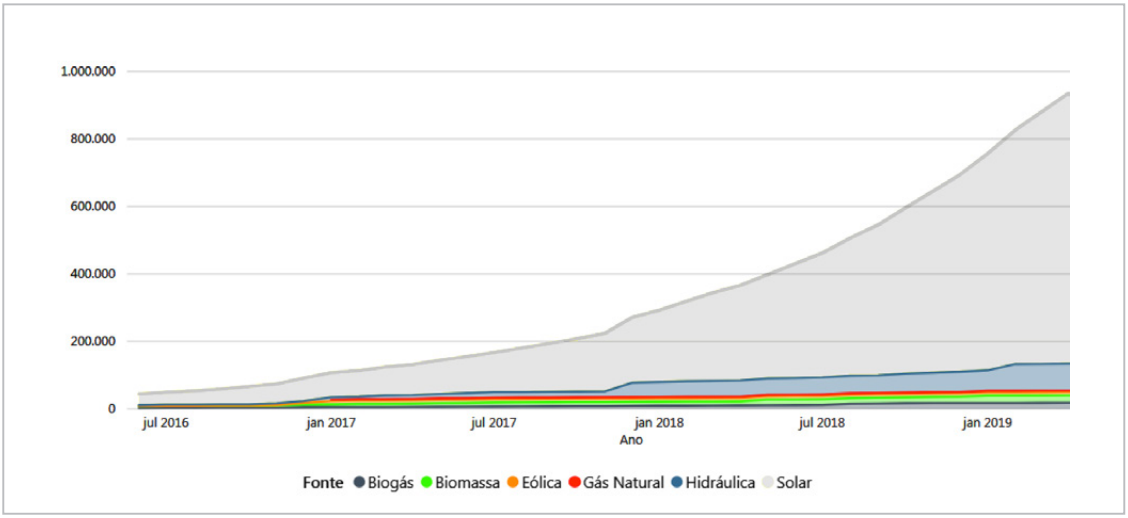


Fonte: CPTEC/INPE

E) MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Em termos de MMGD (Micro e Mini Geração Distribuída), no mês de abril, o montante de capacidade instalada atingiu aproximadamente 936 MW, considerando todas as fontes e modalidades, conforme mostra o Gráfico 4.2. Desse montante, em torno de 86% é representado pela fonte solar fotovoltaica com um crescimento de aproximadamente 7,5% em relação ao mês anterior (março). Já as outras fontes não apresentaram um crescimento tão significativo, tendo ocorrido apenas um pequeno aumento das fontes biogás e hidráulica, ambos aproximadamente de 1%.

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

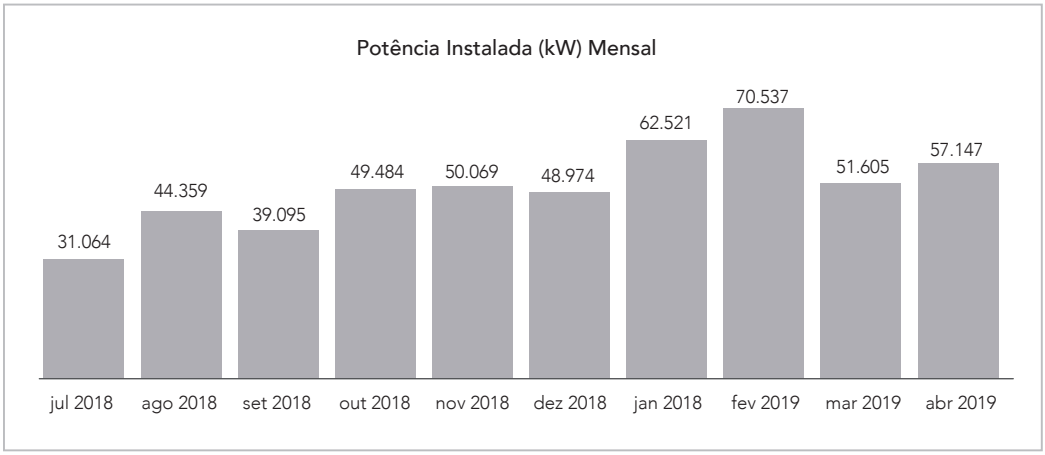


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

O aumento mensal de unidades consumidoras de MMGD desde julho de 2018 vem ocorrendo de maneira relativamente crescente, ou seja, a média do total instalado do primeiro semestre de 2019 se mantém superior à média de MMGD instalada no semestre anterior, segundo semestre de 2018, revelando que não somente o número de unidades consumidoras continua aumentando, mas também a própria taxa de crescimento de MMGD.

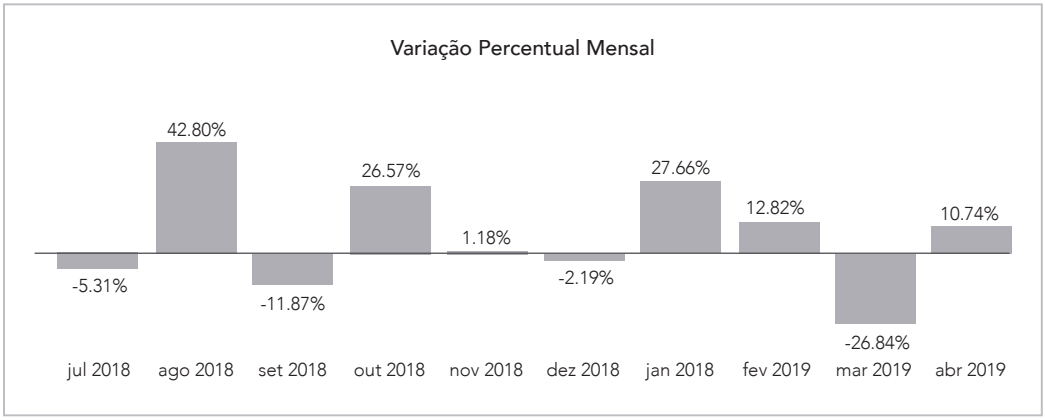
O gráfico 4.3, por sua vez, mostra a variação percentual relativa do crescimento da Potência Instalada de MMGD do mês em relação ao mês anterior. Ele indica que até o mês de abril deste ano, apenas março apresentou redução no ritmo de crescimento.

Gráfico 4.2: Capacidade Instalada Mensal da Micro e Minigeração Distribuída (em kW)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

Gráfico 4.3: Variação Percentual da Capacidade Instalada de MMGD em Relação ao Mês Anterior (em kW)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

F) ESTOQUE

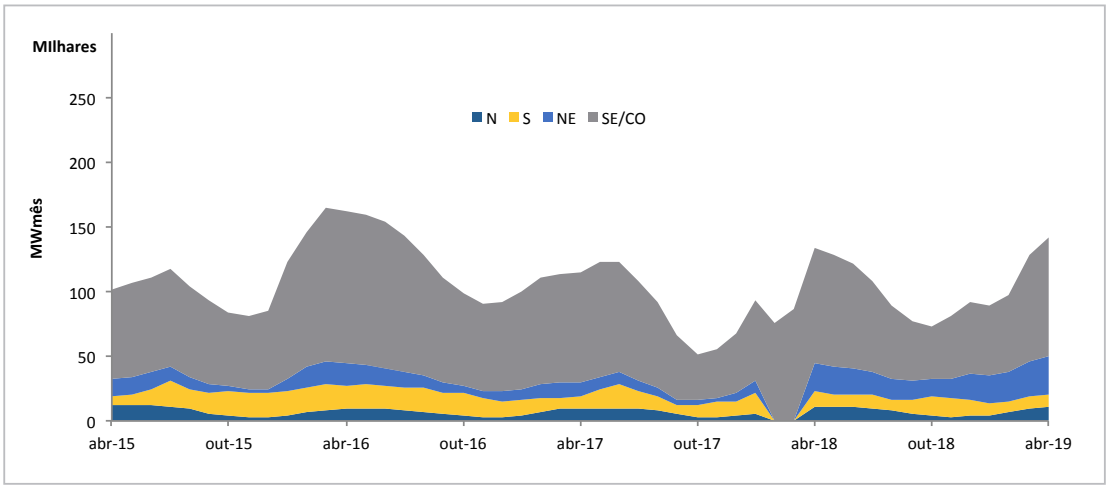
Tabela 4.5: Energia Armazenada-EAR (MWmês)

	abr-19		abr-19/mar-19	abr-19/abr-18	Tendências*	mar-19		abr-18	
	EAR	% Reservatório				EAR	% Reservatório	EAR	% Reservatório
SE/CO	91.704	45,11%	12,73%	2,52%		81.351	40,02%	89.454	43,99%
S	9.069	44,07%	-3,17%	-29,03%		9.366	46,60%	12.779	63,58%
NE	29.991	57,86%	9,67%	41,87%		27.346	52,76%	21.140	40,80%
N	10.666	70,89%	6,67%	2,80%		9.999	66,46%	10.375	68,96%
SIN	141.430	48,64%	10,44%	5,74%		128.062	44,12%	133.748	46,07%

* 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 março e abril de 2019, a Energia Armazenada (EAR) total do SIN aumentou 10,44%, atingindo 48,64% da capacidade total dos reservatórios. Em quase todos os quatro subsistemas a variação foi positiva. A exceção foi o reservatório do Sul, que teve uma queda de 3,17%. O SE/CO foi o subsistema com a maior variação observada, 12,73%. Em seguida aparecem os NE com 9,67%, o N com 6,67% e por fim o S com redução de 3,17%. Na comparação anual é possível perceber que a EAR aumentou 41,87%, 2,80% e 2,52% no NE, no N e no SE/CO, respectivamente. Por outro lado, o S observou uma redução do nível de seus reservatórios. A variação nesse subsistema foi -29,03%, fazendo com que seu reservatório atingisse a marca de 44,07%. Essas variações contribuíram para que a EAR total do SIN aumentasse 5,74% em um ano. O Gráfico 4.4 apresenta o histórico de armazenamento dos últimos 4 anos.

Gráfico 4.4: 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 abril de 2019 o Custo Marginal de Operação (CMO) reduziu em todos os submercados, quando comparados ao mês anterior. Destaque para o CMO do N que foi igual à R$ 0,00, resultado de condições hidrológicas favoráveis. O CMO do NE foi R$ 9,68, o que representa uma redução de 92,81%. Por fim, o SE/CO e S tiveram custos iguais à R$ 172,93, 31,67% menores do que o mês anterior.

Na comparação anual pode-se perceber que o CMO nos submercados SE/CO e S foram 50,53% maiores. Por outro lado, o NE observou uma redução de 91,93%, passando de R$ 134,60 para o atual R$ 119,96. Por fim, o CMO em março de 2018 no N era R$ 0,00 continuou a ser R$ 0,00.

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

	abr-19	abr-19/mar-19	abr-19/abr-18	Tendências*	mar-19	abr-18
SE/CO	172,93	-31,67%	50,53%		253,07	114,88
S	172,93	-31,67%	50,53%		253,07	114,88
NE	9,68	-92,81%	-91,93%		134,60	119,96
N	0,00	0,00%	-100,00%		0,00	18,01

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

H) TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Ao longo do último período, foram verificados os processos de reajuste tarifário e revisão tarifária de 3 concessionárias. As Tabelas 4.7 e 4.8 apresentam 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.

Como pode ser observado na Tabela 4.7, a SULGIPE teve um reajuste médio para a baixa tensão de -0,86% enquanto que para a alta tensão o reajuste foi de -4,10%, resultando num efeito médio para o consumidor final de -1,89%. Segundo a ANEEL, o pagamento do empréstimo da Conta ACR contribuiu para reduzir o reajuste em -3,64%.

A Nova Palma também teve sua tarifa reajustada. O efeito médio para o consumidor foi de -6,57%. Tanto a baixa quanto a alta tensão tiverem reajustes médios positivos, 7,16% e 4,08%, respectivamente. Segundo a ANEEL, pagamento do empréstimo da Conta ACR contribuiu para reduzir o reajuste em -3,21%, enquanto que o impacto da bandeira tarifária reduziu o reajuste em -4,97%.

A Cemig-D também teve sua tarifa reajustada. O efeito médio para o consumidor foi de 8,73%. Tanto a baixa quanto a alta tensão tiverem reajustes médios positivos, 7,89% e 10,71%, respectivamente. Segundo a ANEEL, pagamento do empréstimo da Conta ACR contribuiu para redução de -2,85% no reajuste, enquanto que o impacto da bandeira tarifária reduziu o reajuste em -4,96%.

Por fim, a ANEEL ainda aprovou o reajuste de 3 cooperativas sendo estas: Cooperativa de Eletrificação e Desenvolvimento Rural da Região de Novo Horizonte – Cernhe (SP) com efeito médio de 25,3%; Cooperativa de Eletrificação Rural da Região de Promissão – Cerpro (SP) com efeito médio de 25,4%; e a Cooperativa Regional de Energia Taquari Jacui – Certaja (RS) com efeito médio de 6,9%.

Como pode ser observado na Tabela 4.8, a Celpa teve uma revisão média para a baixa tensão de 6,30% enquanto que para a alta tensão a revisão foi de -6,56%, resultando num efeito médio para o consumidor final de 3,16%. Segundo a ANEEL, os gastos com encargos setoriais colaboraram, inicialmente, para reduzir o índice de revisão tarifária em aproximadamente -4,57%, destaque para o pagamento do empréstimo da Conta ACR e ajustes em rubrica (retirada CDE Decreto) da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

A Elektro também teve sua tarifa revisada. O efeito médio para o consumidor foi de -8,37%. Tanto a baixa quanto a alta tensão tiverem revisões médias negativas, -11,21% e -2,92%, respectivamente. Segundo a ANEEL, na revisão da concessionária, os itens que mais contribuíram para os índices propostos de redução tarifária foram os custos com pagamento de encargos setoriais. Inicialmente, eles contribuíram para reduzir o índice de revisão tarifária em aproximadamente –6,05%.

Por fim, a EDP-ES também teve sua tarifa revisada. O efeito médio para o consumidor foi de -6,66%. Tanto a baixa quanto a alta tensão tiverem revisões médias negativas, -6,79% e -6,35%, respectivamente. Segundo a ANEEL, os itens que mais contribuíram para os índices propostos de redução tarifária foram os custos com pagamento de encargos setoriais. Inicialmente, eles contribuíram para reduzir o índice de revisão tarifária em aproximadamente -6,63%.

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
SULGIPE	Companhia Sul Sergipana de Eletricidade	SE e BA	-0,86%	-4,10%	-1,89%	22/mai	148.343 mil
Nova Palma	Usina Hidroelétrica Nova Palma	RS	7,16%	4,08%	6,57%	22/mai	16 mil
Cemig-D	Cemig Distribuição S/A	MG	7,89%	10,71%	8,73%	28/mai	8,4 milhão

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL.

Tabela 4.8: Revisão Tarifária

Sigla	Concessionária	Estado	Baixa Tensão (em média)	Alta Tensão (em média)	Efeito Médio para o consumidor	Data	Número de unidades consumidoras atendidas
Celpa	Centrais Elétricas do Pará	PA	6,30%	-6,56%	3,16%	07/ago	2,6 milhões
Elektro	Elektro Redes S/A	SP	-11,21%	-2,92%	-8,37%	27/ago	2,6 milhões
EDP	EDP-ES	ES	-6,79%	-6,35%	-6,66%	07/ago	1,5 milhão

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL.

I) EXPANSÃO

Tabela 4.9: Expansão prevista para o SIN por fonte (MW)

Fonte	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Sem previsão	Total
Termelétrica	109	2	5	2	1	1	4	124
Biomassa	4	9	9	2	5	-	7	36
Solar	11	7	29	12	-	-	-	59
Hidrelétrica	4	4	3	-	2	1	9	23
PCH	10	25	44	21	7	2	29	138
Eólica	8	48	5	26	43	33	26	189
Total	146	95	95	63	58	37	75	569

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

Conforme apresentado na Tabela 4.9, de 2019 até o final de 2024, a expansão prevista, considerando apenas projetos sem graves restrições para entrada em operação, é de aproximadamente 20,597 MW. Desse total, as termelétricas irão contribuir com o maior percentual, 33,8%. Em seguida aparecem as eólicas com 22,8%, as hidrelétricas com 18%, a solar fotovoltaica com 14,3%, as pequenas centrais hidrelétricas com 6,5%, a biomassa com 4,5% e as centrais geradoras hidráulicas com 0,1%.

Vale destacar que as hidrelétricas irão representar cerca de 68% de toda a expansão em 2019. Em 2020, esse percentual cai para 15%. A partir de 2021 pode-se perceber uma redução significativa, agregando ao sistema apenas 111 MW até o final de 2024.

Ainda de acordo com a Tabela 4.9, em 2019 a expectativa é que a capacidade de geração do sistema seja incrementada em 4.339 MW, sendo aproximadamente 68% em hidrelétrica, 21,2% em termelétrica, 5,5% em solar, 2,2% em biomassa, 1,7% em eólica, 1,2% em PCH e 0,1% em CGH.

J) LEILÕES

Ao longo do último período, foram verificadas operações relacionadas aos leilões de transmissão e geração de energia elétrica. Especificamente, foi tratado o leilão N° 2/2019 de transmissão, e os leilões N° 01/2019 e N° 03/2019 de geração.

No que tange o leilão de transmissão, a realização de audiência pública para receber sugestões ao

edital do leilão Nº 2/2019 foi aprovado pela ANEEL no dia 28/5/19. A minuta do edital ficará em audiência entre maio e julho de 2019. A publicação do edital está prevista para novembro, enquanto o certame está previsto para dezembro. O certame vai ofertar 13 lotes de concessões com 43 empreendimentos, sendo 25 linhas de transmissão e 18 subestações. O leilão visa contratar 2.380 km de linhas de transmissão e 7.900 MVA em capacidade de transformação, com obras nos estados do Acre, Alagoas, Bahia, Ceará, Goiás, Minas Gerais, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Pará, São Paulo e Rio Grande do Sul a partir de 2019. O investimento previsto é de aproximadamente R$ 4 bilhões, com geração de 8.500 empregos diretos. Os prazos de conclusão das obras variam de 42 a 60 meses.

Com relação ao leilão de geração, foi aprovado pela ANEEL no dia 28/5 o edital do leilão Nº 03/2019 de geração A-4 de 2019. O objetivo é contratar energia proveniente de novos empreendimentos de geração de fontes hidrelétrica, eólica, solar fotovoltaica e termelétrica a biomassa, com início do suprimento a partir de janeiro de 2023. O leilão está previsto para ocorrer em junho deste ano. A energia elétrica gerada será objeto de contratos por quantidade (CCEARs), com prazo de suprimento de 30 anos, para empreendimentos hidrelétricos. Também haverá contratos por disponibilidade, com prazo de suprimento de 20 anos, para usinas a biomassa e contratos por quantidade, com prazo de 20 anos, diferenciados por fontes, para empreendimentos a partir das fontes eólica e solar fotovoltaica. Para este leilão, a EPE recebeu 1.581 projetos, totalizando 51,2 mil MW de potência instalada.

Ainda sobre leilões de geração, o leilão 01/2019, para suprimento a Boa Vista e localidades conectadas, foi realizado no dia 31/5/19, em São Paulo, com negociação total de 263,5 MW para fornecimento a partir de 28 de junho de 2021, envolvendo investimentos de aproximadamente R$ 1,6 bilhão. Ao todo, foram nove soluções de suprimento contratadas, com preço médio de R$ 833 por MWh, com deságio médio de 22,7% em relação ao preço inicial de R$ 1.078,00 por MWh. Entre os vencedores estão sete projetos de fontes renováveis, que incluem usinas solares fotovoltaicas, a biomassa e biocombustíveis. Foram negociados contratos de Sistemas Isolados (CCESIs) diferenciados por tipo de produto e fonte primária de energia, com diferentes prazos de vigência. Considerando o produto "Potência" para gás natural ou renovável, ou composição delas, com prazo de vigência dos contratos de 15 anos, foram negociados 225,4 MW de disponibilidade de potência, para uma receita fixa total de R$ 778,6 milhões/ano. No produto "Potência" para quaisquer outras fontes que não sejam gás natural ou renovável, com contratos de 7 anos, foram negociados 38,1 MW de disponibilidade de potência.