

Setor Elétrico

Por Carlos Eduardo Paes,
Gláucia Fernandes e Guilherme Pereira

A) DEMANDA

Tabela 5.1: Consumo de Energia por Subsistema (MWmed)

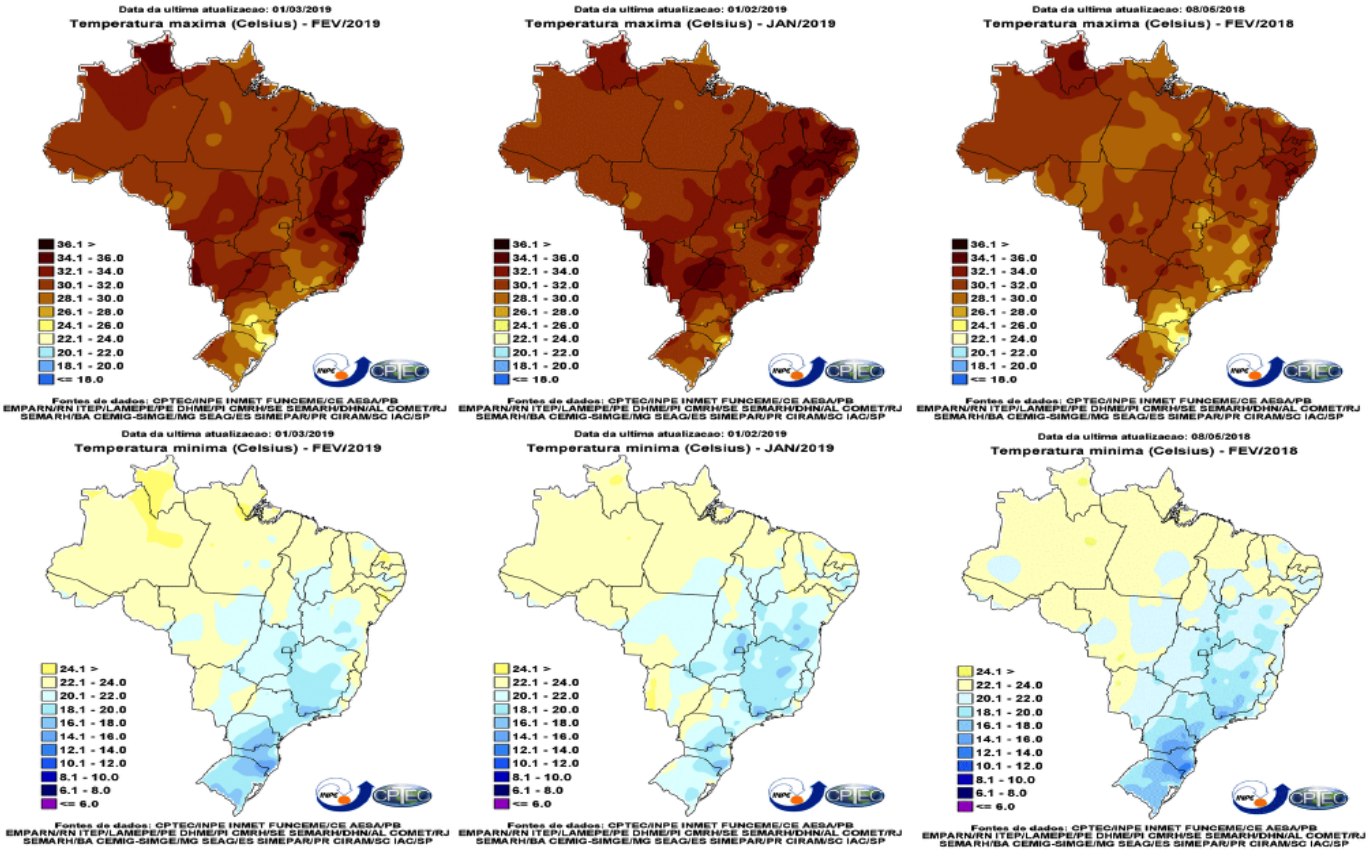
	fev-19	fev-19/jan-19	fev-19/fev-18	Tendências*	jan-19	fev-18
SE/CO	42.032,58	-2,75%	5,76%		43.222,54	39.743,94
S	12.758,40	-3,23%	3,26%		13.184,84	12.355,77
NE	11.568,32	1,88%	7,48%		11.354,56	10.763,49
N	5.582,22	3,85%	1,46%		5.375,04	5.501,83
SIN	71.941,52	-1,63%	5,23%		73.136,98	68.365,04

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

Em fevereiro de 2019, o consumo de energia total do SIN reduziu 1,63%, quando comparado ao mês anterior. Como pode ser observado na Tabela 5.1, nos subsistemas SE/CO e S, a carga diminuiu 2,75% e 3,23%, respectivamente. Essa redução pode estar associada às variações de temperaturas nessas regiões, como apresentado da Figura 5.1. Por outro lado, os submercados NE e N tiveram um aumento de carga nesse período de 1,88% e 3,85%.

Na comparação anual, o aumento do consumo total do SIN foi de 5,23%. Esse aumento pode estar correlacionado ao fato das temperaturas máximas de fevereiro de 2019 serem, no geral, superiores à fevereiro de 2018. Todos os submercados observaram o crescimento de suas cargas, sendo as maiores variações verificadas no NE (7,48%) e SE/CO (5,76%). Além dessas, as cargas do S e do N variaram 3,26% e 1,46%, respectivamente.

Figura 5.1: Mapas de Temperatura Máxima e Mínima no Brasil para fev/19, jan/19 e fev/18



Fonte: CPTEC/INPE

B) OFERTA

Conforme apresentado na Tabela 5.2, entre os meses de janeiro de 2019 e fevereiro de 2019, a geração total de energia reduziu 1,79%. A geração hidráulica, que constitui a principal fonte geradora de energia no Brasil, diminuiu sua geração em 4,11%. Além da fonte hidráulica, observou-se também redução das fontes eólica e solar fotovoltaica em 41,40% e 10,10%, respectivamente. Essas reduções foram compensadas pelo aumento de 50,75% da geração térmica e 4,44% da geração nuclear. Na comparação anual, observa-se um incremento de 4,95% na geração total do sistema. Todas as fontes aumentaram sua produção, com destaque para a energia solar que teve um aumento de 106,39%. Além desta, vale a pena destacar também o aumento de 12,74% da geração térmica, 7,36% da fonte eólica e 1,90% da geração hídrica.

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

		fev-19	fev-19/jan-19	fev-19/fev-18	Tendências*	jan-19	fev-18
SE/CO	Hidráulica	26.186,14	-3,67%	7,10%		27.183,43	24.449,75
	Nuclear	1.990,33	4,44%	61,99%		1.905,80	1.228,65
	Térmica	5.068,51	68,68%	38,44%		3.004,77	3.661,07
	Eólica	5,58	-58,64%	-55,76%		13,50	12,62
	Solar	161,83	-14,00%	153,66%		188,19	63,80
	Total	33.412,39	3,46%	13,59%		32.295,68	29.415,89
S	Hidráulica	8.014,43	-23,69%	-12,32%		10.502,70	9.140,37
	Térmica	1.057,68	31,77%	19,11%		802,65	888,02
	Eólica	421,74	-34,73%	-25,52%		646,14	566,21
	Solar	0,43	-10,18%	-22,20%		0,47	0,55
	Total	9.494,27	-20,56%	-10,39%		11.951,97	10.595,14
NE	Hidráulica	2.209,64	-8,28%	15,65%		2.409,15	1.910,65
	Térmica	2.619,45	149,61%	-13,89%		1.049,40	3.041,84
	Eólica	2.907,91	-42,45%	13,82%		5.052,92	2.554,92
	Solar	322,78	-8,22%	88,71%		351,71	171,04
	Total	8.059,78	-9,06%	4,97%		8.863,18	7.678,45
N	Hidráulica	12.356,70	22,80%	37,46%		10.062,83	8.989,36
	Térmica	889,28	-31,17%	-6,89%		1.292,01	955,08
	Eólica	88,30	-32,00%	60,06%		129,86	55,17
	Solar	0,77	-	-	-	0,00	0,00
	Total	13.335,05	16,11%	33,36%		11.484,69	9.999,60
Itaipu		7.434,00	-12,03%	-30,28%		8.451,00	10.662,51
Total	Hidráulica	56.200,90	-4,11%	1,90%		58.609,11	55.152,63
	Nuclear	1.990,33	4,44%	61,99%		1.905,80	1.228,65
	Térmica	9.634,91	56,70%	12,74%		6.148,83	8.546,00
	Eólica	3.423,53	-41,40%	7,36%		5.842,41	3.188,91
	Solar	485,81	-10,10%	106,39%		540,37	235,39
SIN		71.735,49	-1,79%	4,95%		73.046,52	68.351,58

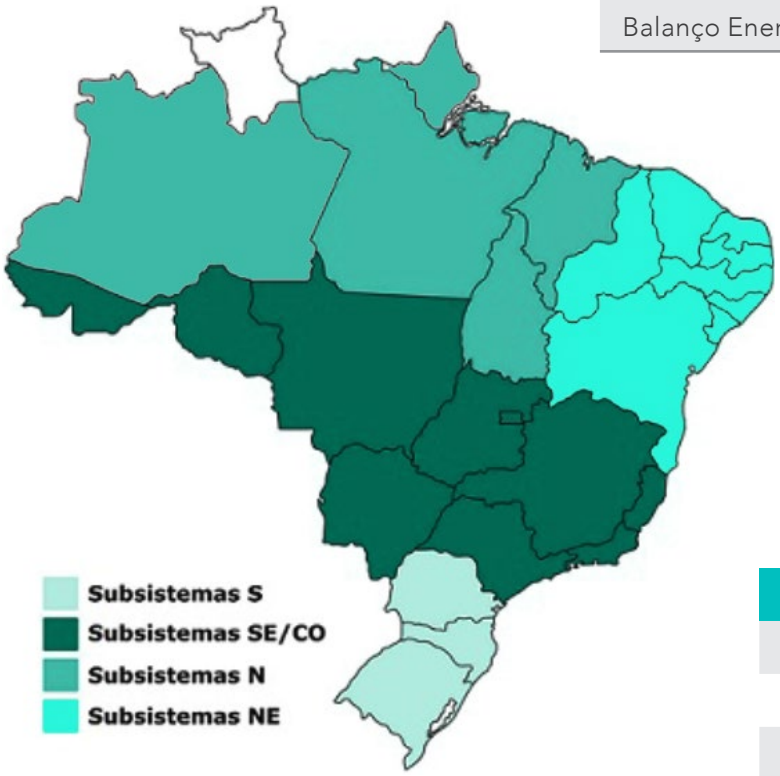
* Tendências nos últimos 12 meses
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

C) BALANÇO ENERGÉTICO

Figura 5.2: Mapa de Balanço Energético dos Subsistemas do SIN

Balanço Energético (+) Superávit
(-) Déficit

Subsistema N	
Carga	5.582
Geração Hídrica	12.357
Geração Térmica	889
Geração Eólica	88
Balanço Energético	7.752



Subsistema NE	
Carga	11.568
Geração Hídrica	2.210
Geração Térmica	2.619
Geração Eólica	2.908
Geração Solar	323
Balanço Energético	-3.509

Subsistema SE/CO	
Carga	42.033
Geração Hídrica	26.186
Geração de Itaipu	7.434
Geração Térmica	5.069
Geração Nuclear	1.990
Geração Eólica	6
Geração Solar	162
Balanço Energético	-1.186

Subsistema S	
Carga	12.758
Geração Hídrica	8.014
Geração Térmica	1.058
Geração Eólica	422
Balanço Energético	-3.265

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do ONS

Conforme os dados apresentados na Figura 5.2 e na Tabela 5.3, no mês de fevereiro de 2019, apenas no subsistema N a geração foi maior do que o consumo de energia. A carga nesse submercado foi de aproximadamente 5.582 MWmed enquanto que sua geração foi cerca de 13.334 MWmed, resultando num balanço energético de 7.752 MWmed. Este excesso de geração está diretamente associada a geração hidráulica no N. O balanço energético positivo do N foi importante para suprir o balanço negativo dos subsistemas NE, SE/CO e S que precisaram importar respectivamente 3.509 MWmed, 1.186 MWmed e 3.265 MWmed. Além disso, para complementar o consumo de energia nacional, foram importados cerca de 206 MWmed. Esse aumento da importação representa um crescimento de 149,53% quando comparado a janeiro de 2019. Na comparação anual, esse crescimento é ainda maior, passando de 4,29 MWmed em fevereiro de 2018 para os atuais 206 MWmed.

Tabela 5.3: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)

	fev-19	fev-19/jan-19	fev-19/fev-18	Tendências*	jan-19	fev-18
S - SE/CO	-3.058,09	-169,23%	-74,12%		-1.135,86	-1.756,34
Internacional - S	206,00	117,25%	4701,86%		94,82	4,29
N - NE	2.956,23	29,27%	16,89%		2.286,93	2.529,12
N - SE/CO	4.796,59	25,48%	142,52%		3.822,72	1.977,81
SE/CO - NE	530,34	183,76%	-4,60%		186,90	555,92

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

D) DISPONIBILIDADE

Tabela 5.4: Energia Natural Afluente-ENA e a Relação com as Respectivas MLTs (MWmed)

	fev-19		fev-19/jan-19	fev-19/fev-18	Tendências*	jan-19		fev-18	
	Mwmed	MLT				Mwmed	MLT	Mwmed	MLT
SE/CO	45.782,00	65,53%	10,86%	-19,63%		41.297,00	63,47%	56.966,00	82,60%
S	6.844,00	80,50%	-9,30%	-6,62%		7.546,00	99,54%	7.329,00	86,67%
NE	3.470,00	23,90%	-34,03%	-46,51%		5.260,00	38,08%	6.487,00	44,34%
N	14.824,00	65,36%	20,62%	-12,32%		12.290,00	78,36%	16.906,00	107,39%
SIN	70.920,00	-	6,82%	-19,12%		66.393,00	-	87.688,00	-

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

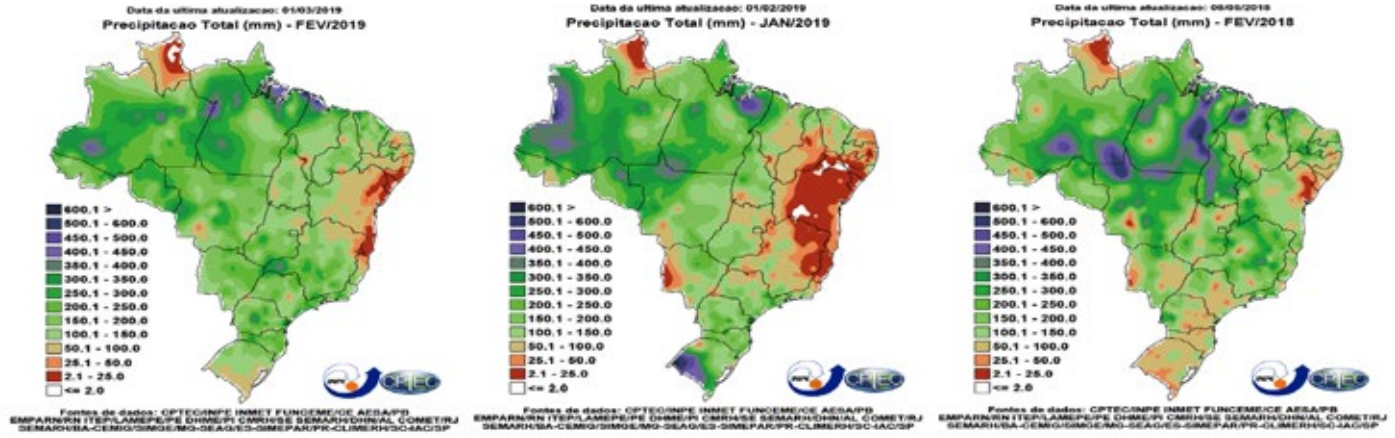
A Tabela 5.4 apresenta informações acerca da Energia Natural Afluente (ENA). Entre os meses janeiro e fevereiro de 2019, a disponibilidade hídrica total do SIN aumentou 6,82%. Esse crescimento acompanha a redução das áreas com precipitação total menor do que 25 mm, como pode ser observado por meio da Figura 5.3. A ENA aumentou 10,86% no SE/CO e 20,62% no N. Por outro lado, S e NE tiveram uma redução da disponibilidade hídrica em 9,30% e 34,03%.

Na comparação anual, houve uma redução da ENA total do SIN. A variação total observada foi de -19,12%. Em todos os subsistemas as variações foram negativas, sendo a maior variação observada no NE (-46,51%). Em seguida apareceram o SE/CO (-19,63%), N (-12,32%) e por fim o S (-6,62%).

Ao se observar a relação entre ENA e MLT[13], pode-se observar que as ENAs em todos os subsistemas continuam sistematicamente abaixo da média histórica. A melhor situação ocorre no S (80,50%). Em seguida aparecem o SE/CO (65,53%), o N (65,36%) e o NE (23,90%).

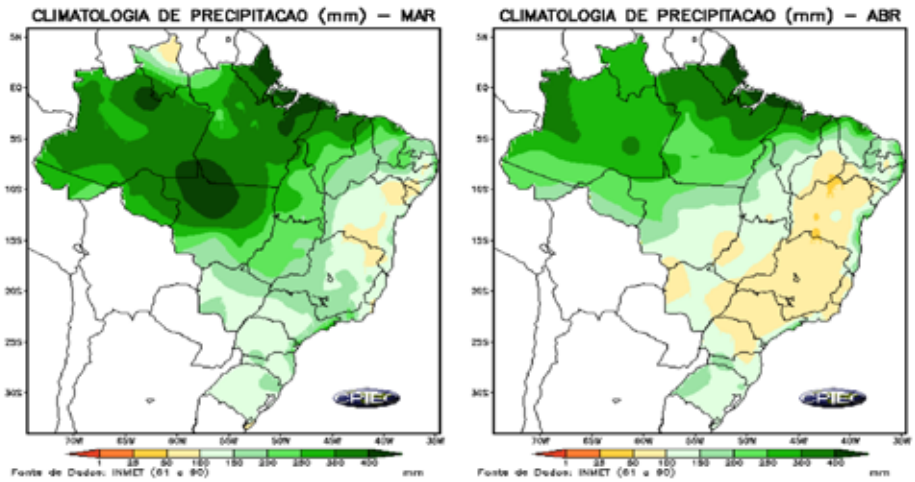
A Figura 5.4 apresenta a pluviosidade média para março e abril de 2019, onde é possível observar uma redução da expectativa de precipitação em praticamente todo o território nacional já a partir de abril, encerrando-se assim o período chuvoso em boa parte dos estados brasileiros.

Figura 5.3: Mapas de Ocorrência de Pluviosidade no Brasil para fev/19, jan/19 e fev/18.



Fonte: CPTEC/INPE

Figura 5.4: Mapas de Pluviosidade Média no Brasil para março e abril de 2019



Fonte: CPTEC/INPE

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

E) ESTOQUE

Tabela 5.5: Energia Armazenada-EAR (MWmês)

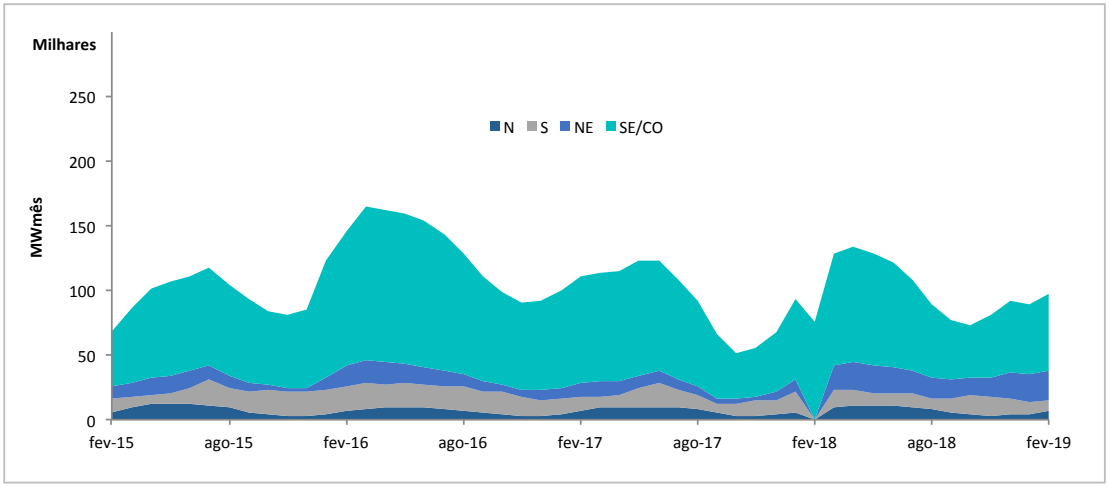
	fev-19		fev-19/jan-19	fev-19/fev-18	Tendências*	jan-19		fev-18	
	EAR	% Reservatório				EAR	% Reservatório	EAR	% Reservatório
SE/CO	59.711	29,37%	9,68%	-20,51%		54.439	26,78%	75.115	36,94%
S	8.122	40,41%	-9,15%	-45,00%		8.940	44,48%	14.768	73,47%
NE	23.382	45,11%	7,00%	71,71%		21.853	42,16%	13.617	26,28%
N	6.672	44,34%	45,01%	-28,57%		4.601	30,58%	9.340	62,08%
SIN	97.887	33,72%	8,97%	-13,25%		89.833	30,95%	112.840	38,87%

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

Como pode ser observado na Tabela 5.5, entre os meses de janeiro e fevereiro de 2019, a Energia Armazenada total do SIN aumentou 8.97%, atingindo 33,72% da capacidade total dos reservatórios. Se observarmos cada subsistema separadamente, o submercado S apresentou uma variação negativa da EAR, -9,15%, enquanto que SE/CO, NE, e N tiveram um aumento da EAR em 9,68%, 7,00% e 45,01% respectivamente. Contudo, os níveis dos reservatórios são preocupantes, pois todos os subsistemas estão abaixo de 50% de sua capacidade de armazenamento. Em fevereiro nos aproximamos do final do considerado período úmido, o que pode ser preocupante uma vez que não houve uma grande recuperação dos níveis de armazenamento. Assim, aumenta-se a chance de termos uma geração de energia mais cara ao longo de 2019, em decorrência do aumento da geração de térmicas cujo custo de operação é maior.

A comparação anual reitera a situação delicada do quadro hidrológico nacional. A variação total observada na EAR do SIN em um ano foi de -13,25%. O NE foi o único subsistema com acréscimo no nível dos reservatórios, 71,71%. A variação observada no SE/CO, subsistema que possui a maior capacidade de armazenamento, foi de -20,51%. Os subsistemas S e N sofreram uma redução de 45% e 28,57%, respectivamente. A Figura 5.5 apresenta o histórico de armazenamento dos últimos 4 anos.

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

G) CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO – CMO

O CMO médio mais do que dobrou em apenas um mês, como apresentado na Tabela 5.6. Nos submercados SE/CO e S, o CMO passou de R$ 196,06 para R$ 432,43 por MWh, enquanto que no NE o CMO saiu de R$ 78,19 e atingiu a marca de R$ 159,44 por MWh. Por outro lado, em decorrência da melhor disponibilidade hídrica no N, o CMO neste submercado caiu 35,63%, alcançando o valor de R$ 39,14 por MWh. Como pode ser observado, a diferença de preços entre os subsistemas é considerável. Isto decorre de condições distintas de geração e também de restrições de intercâmbio de energia entre os submercados.

Na comparação anual pode-se perceber novamente que o CMO em fevereiro nos submercados SE/CO, S e N foram bem elevados. Nestes, a variação anual observada foi de 150,14%, 154,72% e 83,57% respectivamente. O submercado NE sofreu uma pequena variação de -5,28%.

Tabela 5.6: CMO Médio Mensal – (R$/MWh)

	fev-19	fev-19/jan-19	fev-19/fev-18	Tendências*	jan-19	fev-18
SE/CO	432,43	120,54%	150,14%		196,08	172,88
S	432,43	120,54%	154,72%		196,08	169,77
NE	159,44	103,92%	-5,28%		78,19	168,34
N	39,14	-35,63%	83,57%		60,80	21,32

* 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 reajustes tarifários de 7 distribuidoras e uma cooperativa. A Tabela 5.7 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.

Segundo a ANEEL, alguns fatores fizeram com que os índices de reajuste final das distribuidoras fossem reduzidos. Dentre as razões, pode-se destacar a bandeira tarifária, o pagamento do empréstimo da Conta ACR[14] e ajustes em rubricas da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

Com relação a revisão tarifária, Tabela 5.8, apenas a Enel CE teve suas tarifas revisadas nesse período. O reajuste médio para a baixa tensão foi de 8,35% enquanto que para a alta tensão foi de 7,87%, resultando num efeito médio para o consumidor final de 8,22%. Segundo a ANEEL, o pagamento de empréstimo da Conta ACR e ajustes em rubrica da CDE contribuíram para a redução do valor final da revisão em cerca de -4,68% enquanto que a bandeira tarifária viabilizou uma redução de aproximadamente -3,81%.

Por fim, a ANEEL reavaliou reajustes concedidos anteriormente para Ceron, Cepisa, Eletroacre, Energisa Borborema, Light S.A. e Enel Rio. Segundo a Agência, essa revisão extraordinária passou a incor-

[14] "A Conta-ACR foi um mecanismo de repasse de recursos às distribuidoras para cobertura dos custos com exposição involuntária no mercado de curto prazo e o despacho de termelétricas entre fevereiro e dezembro de 2014."
Fonte: http://www.aneel.gov.br/web/guest/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVlZ6/content/id/18276162

porar o abatimento da parcela do empréstimo da CDE e a ajustes referentes a outras rubricas da CDE, resultando assim, em atenuação dos reajustes. A Tabela 5.9 apresenta o efeito médio anterior, o efeito médio após a reavaliação e também a variação percentual. Como pode ser observado, todas as tarifas tiveram seus reajustes reduzidos. As novas tarifas entraram em vigor em 1° de abril de 2019.

Tabela 5.7: Reajustes Tarifários

Sigla	Concessionária	Estado	Baixa tensão (em média)	Alta tensão (em média)	Efeito médio para o consumidor	Data	Número de unidades consumidoras
COELBA	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	BA	6,67%	5,09%	6,22%	22/abr	6 milhões
COSERN	Companhia Energética do Rio Grande do Norte	RN	5,48%	2,81%	4,73%	22/abr	1,4 milhão
ESE	Energisa Sergipe	SE	3,33%	1,84%	2,80%	22/abr	778,9 mil
CERRP	Cooperativa de Eletrificação Rural da Região de São José do Rio Preto	SP	11,78%	11,12%	11,53%	15/abr	9 mil
EMT	Energisa Mato Grosso	MT	11,21%	11,49%	11,29%	08/abr	1,4 milhão
CPFL Paulista	Companhia Paulista de Força e Luz - Paulista	SP	8,34%	9,30%	8,66%	08/abr	4,4 milhões
EMS	Energisa Mato Grosso do Sul	MS	12,48%	12,16%	12,39%	08/abr	1,022 milhão
CPFL Santa Cruz	Companhia Paulista de Força e Luz - Santa Cruz	SP/PR/MG	12,51%	14,69%	13,31%	22/mar	453 mil

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL.

Tabela 5.8: Revisão Tarifária

Sigla	Concessionária	Estado	Baixa Tensão (em média)	Alta Tensão (em média)	Efeito Médio para o consumidor	Data	Número de unidades consumidoras atendidas
ENEL Ceará	Enel Ceará	CE	8,35%	7,87%	8,22%	22/abr	3,5 milhões

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL.

Tabela 5.9: Reajustes/revisões tarifárias extraordinárias

Sigla	Concessionária	Estado	Efeito médio anterior	Efeito médio após o desconto	Redução
CERON	Centrais Elétricas de Rondônia	RO	25,34%	17,87%	-7,40%
CEPISA	Companhia Energética do Piauí	PI	12,64%	11,01%	-1,45%
ELETROACRE	Companhia de Eletricidade do Acre	AC	21,29%	18,13%	-2,60%
EBO	Energisa Borborema	PB	4,36%	1,75%	-2,50%
ENEL RIO	ENEL RIO	RJ	9,70%	7,59%	-1,92%
LIGHT	LIGHT	RJ	11,12%	8,56%	-2,30%

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL.

I) EXPANSÃO

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

Fonte	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
Termelétrica	917,70	1.658,70	1.734,70	615,50	1.672,60	363,20	-	6.962
Biomassa	59,10	276,60	271,50	92,30	140,00	-	-	840
Solar	252,50	184,90	844,3	315,00	-	-	-	1.597
Hidrelétrica	**3.169,17**	**1.222,22**	**32**	**-**	**98,90**	**-**	-	4.522
PCH	**91,30**	**311,59**	**528,61**	**312,93**	**115,15**	**7,25**	-	1.367
Eólica	**308,20**	**897,20**	**138,30**	**752,44**	**1.236,41**	**902,75**	-	4.235
Total	4.797,97	4.551,21	3.549,41	2.088,17	3.263,06	1.273,20	-	19.523

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

De abril de 2019 até o final de 2024, a expectativa é que 490 usinas entrem em operação comercial. Essa quantidade, que considera apenas projetos cuja viabilidade é média ou alta, segundo critérios na ANEEL, irá agregar aproximadamente 19.523 MW, como pode ser observado na Tabela 5.11. Desse total, as termelétricas irão contribuir com o maior percentual, 36,2%. Em seguida aparecem as hidrelétricas com 23%, as eólicas com 21,2%, a solar fotovoltaica com 8,3%, as pequenas centrais hidrelétricas

com 6,9% e a biomassa com 4,4%. Além dessas 409 usinas, ainda existem outras 76 usinas com capacidade de agregar até 3.860,1 MW sem previsão de entrada em operação comercial.

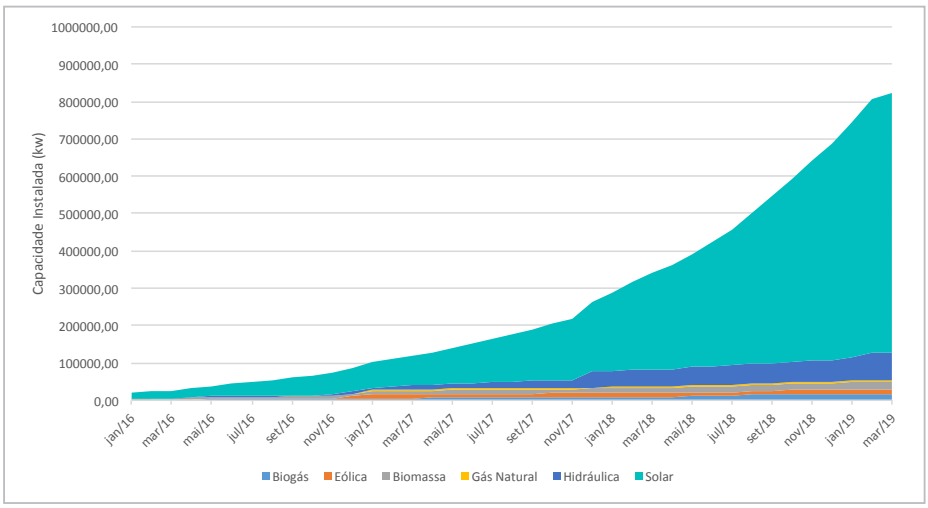
Ainda de acordo com a Tabela 5.10, em 2019 a expectativa é que a capacidade de geração do sistema seja incrementada em 4.797,97 MW, sendo aproximadamente 67,9% em hidrelétrica, 20,4% em termelétrica, 5,6% em solar, 3,0% em eólica, 1,8% em PCH e 1,3% em biomassa. Desse total, 3.999 MW serão conectados ao Sistema Interligado Nacional enquanto que os 503 MW restantes serão adicionados à Sistemas Isolados. Além disso, em termos de comercialização de energia, 4.374 MW estão no ACR (Ambiente de Contratação Regulada) e 128 MW estão fora do ACR.

J) MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Um dos grandes movimentos contemporâneos dentro do setor energético está na crescente descentralização da geração elétrica. Tal mudança de paradigma se torna ainda mais relevante pois fomenta as discussões relativas às *smart grids* e ainda contribui de maneira considerável nas discussões sobre o aumento da participação de fontes renováveis nas matrizes elétricas mundiais. Uma questão relevante da descentralização consiste no consumidor estando apto a gerar sua própria energia elétrica através de centrais geradoras de tamanho reduzido, o que é chamado de Micro e Mini Geração Distribuída – MMGD. No Brasil, a MMGD está respaldada na Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, que permite o consumidor brasileiro gerar sua própria energia elétrica a partir de cogeração qualificada ou de fontes renováveis.

Segundo os dados da própria ANEEL em relação à expansão da MMGD, no mês de março o montante de capacidade instalada atingiu aproximadamente 822 MW, considerando todas as fontes e modalidades, conforme mostra a Figura 5.6. Desse valor, a maior parte se destina ao consumo comercial, representando mais de 40% do valor total de capacidade instalada (aproximadamente 360 MW), seguido do consumo residencial representando 30% (aproximadamente 249 MW).

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

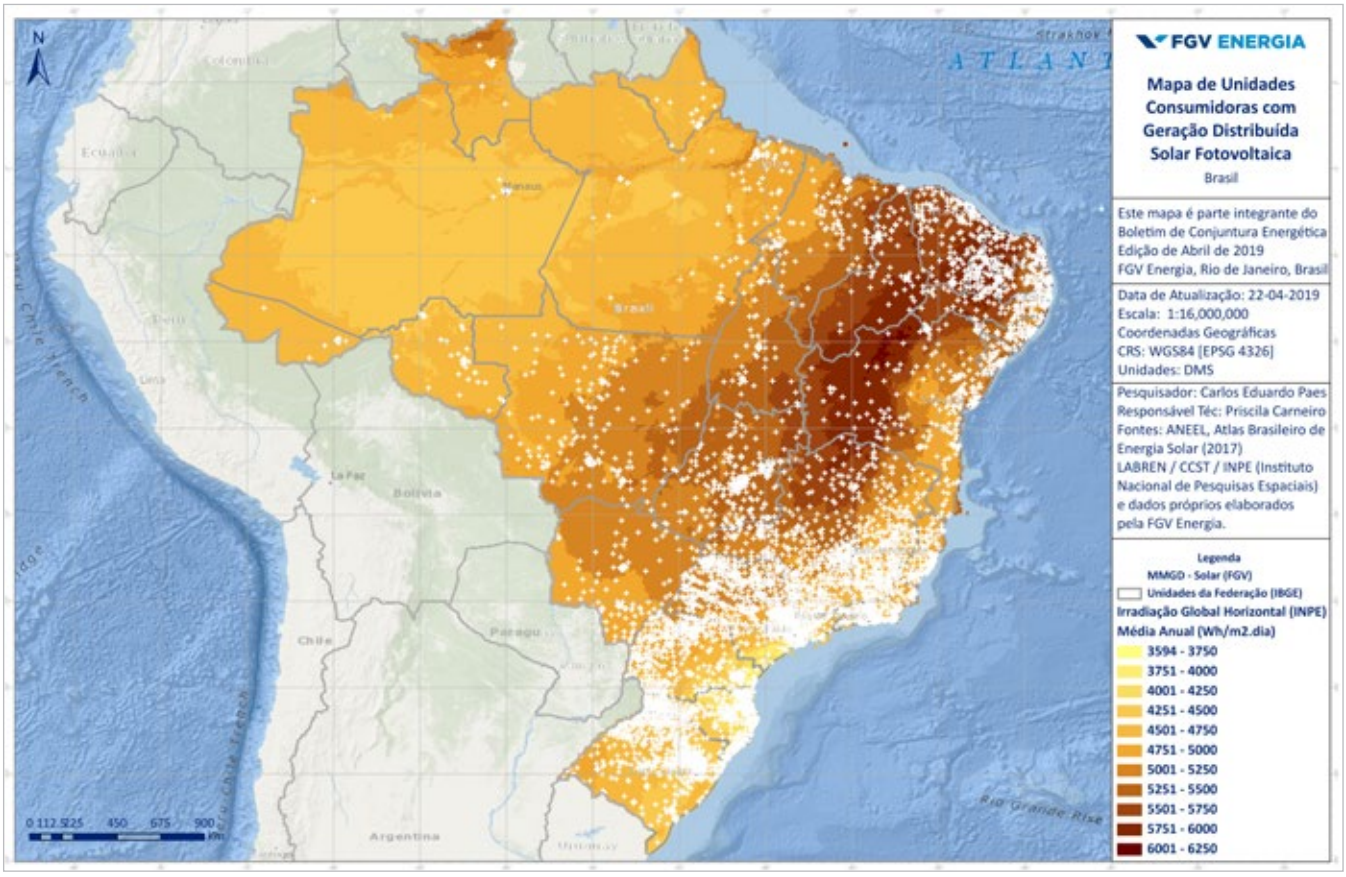


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

Em termos de fontes de geração, a fonte solar fotovoltaica representa disparadamente a maior parte da micro e mini geração distribuída, concentrando aproximadamente 85,7% do total. Fazendo uma representação geoespacial da localização das centrais consumidoras fotovoltaicas de MMGD no país, é possível perceber visualmente como elas são dominantes. A Figura 5.7 representa graficamente o exposto e mostra que os estados que mais possuem unidades consumidoras fotovoltaicas são os das regiões sul, sudeste e nordeste. Isso significa dizer que, apesar da energia solar fotovoltaica apresentar grande potencial para a micro e mini geração em localidades isoladas e com maior dificuldade de integração ao SIN, o mesmo não é bem explorado, uma vez que as regiões centro-oeste e norte possuem um número bem menos expressivo de unidades desta fonte.

A partir da Figura 5.7 é possível perceber também como as regiões com a maior média anual de irradiação Global Horizontal possuem menos centrais consumidoras MMGD da fonte solar fotovoltaica do que as regiões com médias menores, com exceção de uma pequena parte da região nordeste. Dessa forma, a fonte solar fotovoltaica ainda pode sofrer uma larga expansão como MMGD nessas áreas mais isoladas e, ao mesmo tempo, com alto potencial de geração média ao longo do ano.

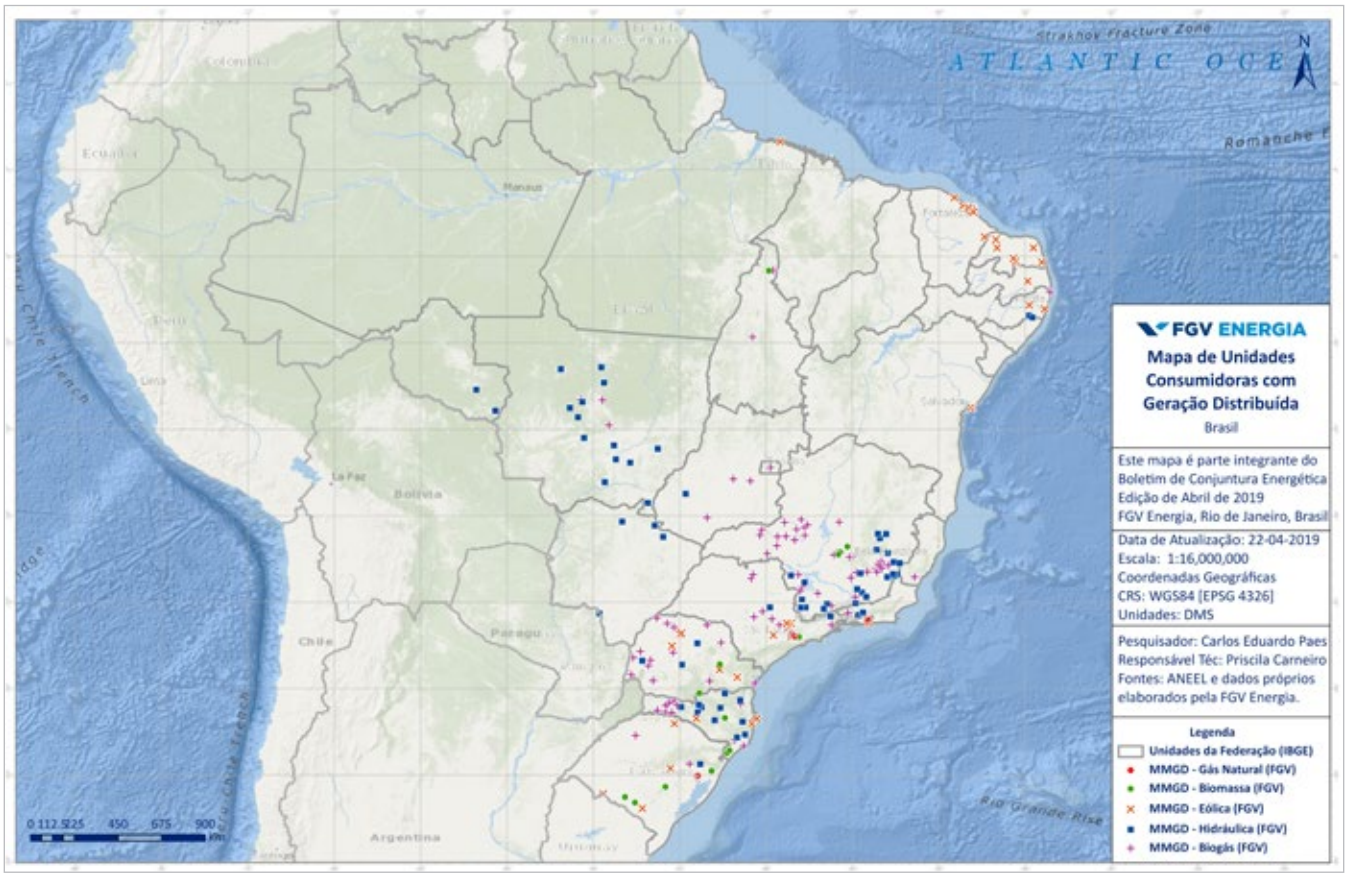
Figura 5.7: Localização das Unidades Consumidoras MMGD de Energia Solar Fotovoltaica



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL. e do INPE

Já em relação às outras fontes existentes, a Figura 5.8 revela como elas representam um número bem reduzido de centrais de micro e mini geração quando comparadas à geração solar fotovoltaica. Apesar da contínua expansão de novas unidades, a perspectiva é que a MMGD continue sendo majoritariamente dominada pela geração fotovoltaica devido à fácil instalação e manutenção dos equipamentos e à crescente diminuição do preço dos painéis, seja pela expressiva redução nos seus custos ou pelos subsídios oferecidos.

Figura 5.8: Localização das Unidades Consumidoras MMGD de Outras Fontes



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

A Figura 5.8 também demonstra que as unidades consumidoras MMGD de fontes diferentes da solar fotovoltaica também estão localizadas principalmente na região sul e sudeste, com exceção de uma pequena relevância da geração hidráulica no centro-oeste e eólica no nordeste. Zonas rurais, que podem se beneficiar consideravelmente com a geração distribuída, representam apenas 10% do total de capacidade instalada de MMGD (aproximadamente 85 MW). Sendo assim, ambas imagens apresentadas corroboram a ideia de que o potencial nacional para a MMGD ainda apresenta largo espaço para crescimento, sendo necessárias avaliações quanto a possíveis barreiras que impeçam a expansão para regiões mais interiores do território brasileiro.

K) LEILÕES

No dia 25 de março foram assinados os contratos de concessão referentes ao Leilão de Transmissão nº 4/2018. Este leilão tem o objetivo de construção, operação e manutenção de instalações de transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN). O leilão com 16 lotes atingiu o deságio médio de 46%, o que significa que a receita dos empreendedores para exploração dos investimentos ficará menor que o previsto inicialmente, contribuindo para a modicidade da tarifa de energia. Os vencedores dos 16 lotes foram: Neoenergia S.A., Energisa S.A., CPFL Geração de Energia S.A., Consórcio EMTEP (Jaac Materiais e Serviços de Engenharia Ltda. 80% e EMTEP Serviços Técnicos de Petróleo Ltda. 20%), Zopone Engenharia e Comércio Ltda., Consórcio I.G. Transmissão e ESS Energias (I.G. Transmissão e Distribuição de Energia S/A 90% e ESS Energias Renováveis Ltda. 10%), Consórcio EMTEP (Jaac Materiais e Serviços de Engenharia Ltda. 80% e EMTEP Serviços Técnicos de Petróleo Ltda. 20%), Consórcio Chimarrão (Cymi Construções e Participações S.A. 50% e Brasil Energia Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia 50%), CPFL Geração de Energia S.A., Transmissora Aliança de Energia Elétrica S/A, Sterlite Brasil Projetos de Transmissão de Energia S.A., Celeo Redes Brasil S.A..

As empresas vencedoras arrematarам 55 linhas de transmissão, com 7.152 km de extensão, e 25 subestações com capacidade de transformação de 14.819 MVA. Os empreendimentos estão localizados 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. O prazo das obras varia de 48 a 60 meses e as concessões de 30 anos valem a partir da assinatura dos contratos. As empresas vencedoras terão direito ao recebimento da Receita Anual Permitida (RAP) para a prestação do serviço a partir da operação comercial dos empreendimentos. Estima-se que a construção de novas linhas vai gerar investimentos de cerca de R$ 13,2 bilhões e 28 mil empregos diretos.

No dia 26 de fevereiro, a ANEEL aprovou a abertura de audiência pública para discutir o aprimoramento da minuta do Edital e respectivos anexos do Leilão nº 01/2019 para suprimento a Boa Vista e localidades conectadas. O leilão representa uma das medidas estruturantes para melhorar a qualidade do fornecimento no estado de Roraima diante das dificuldades enfrentadas com a importação de energia da Venezuela e da suspensão da licença ambiental para construção da linha de transmissão entre Boa Vista e Manaus que permitirá a interligação do estado ao SIN. A proposta em audiência traz inovações no que diz respeito à contratação, uma vez que será possível adquirir soluções de suprimento sem a figura de um único supridor, com diversos tipos de tecnologias e combustíveis, contendo ou não tecnologia de armazenamento de energia. O início do suprimento está previsto para 28 de junho de 2021.

O certame será realizado seguindo a sistemática de duas fases sequenciais: a primeira destinada exclusivamente ao produto potência e a segunda ao produto energia. A segunda fase fica condicionada ao montante contratado no produto potência em face da demanda requerida pelo Ministério de Minas e Energia (MME) a ser comercializada no certame. O leilão utilizará como critério de classificação a margem de escoamento da transmis-

são, além disso, serão negociados Contratos de Comercialização de Energia nos Sistemas Isolados (CCESIs) diferenciados por tipo de produto e fonte primária de energia, com prazo de vigência de 15 anos para Gás Natural ou renovável (ou composição delas) e renovável, e de 7 anos para quaisquer outras, desde que não seja Gás Natural ou renovável.