Setor Elétrico

*Por Adriana Gouvêa, Carlos Eduardo Paes, Gláucia Fernandes e Marina Azevedo**

A) DEMANDA

Tabela 4.1: Consumo de Energia por Subsistema (MWmed)

	nov-19	nov-19/out-19	nov-19/nov-18	Tendências*	out-19	nov-18
SE/CO	39.736,68	-2,45%	1,62%		40.733,16	39.103,29
S	12.086,51	3,30%	3,37%		11.700,12	11.692,72
NE	11.731,24	2,81%	2,90%		11.410,18	11.400,47
N	5.748,97	1,59%	6,57%		5.658,75	5.394,54
SIN	69.303,40	-0,29%	2,53%		69.502,21	67.591,01

* Tendências nos últimos 12 meses.

Fonte: Elaboração própria com base em dados do ONS.

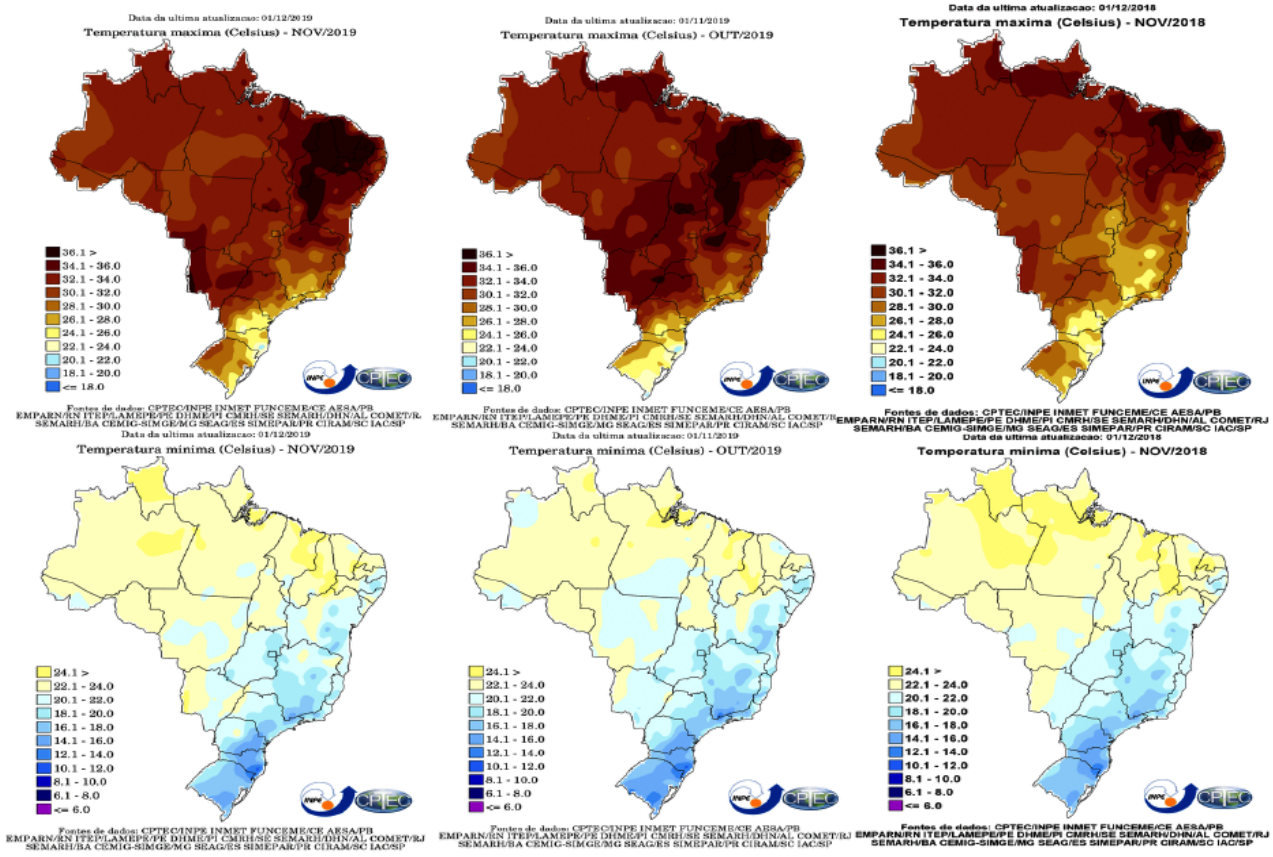
Em novembro de 2019, a carga de energia elétrica total do SIN diminuiu em 0,29%, quando comparado a outubro. Como pode ser observado na Tabela 4.1, apenas o subsistema Sudeste/Centro-oeste teve redução da carga e o subsistema do Sul apresentou o maior percentual de consumo de energia. Apesar dessa redução, os valores das variações percentuais foram relativamente baixos, indicando que a demanda por eletricidade em novembro teve pequena alteração em relação ao mês anterior.

A variação da carga de energia elétrica dos subsistemas pode estar associada às temperaturas. Na Figura 4.1 nota-se que, ao longo de grande parte do território nacional, as temperaturas máximas do mês de novembro de 2019 foram menores em relação ao mês de outubro, principalmente na região Centro-oeste. As regiões Sul e Nordeste não apresentaram alterações significativas na temperatura entre esses meses, no entanto houve aumento nas variações percentuais, o que pode explicar o

fato da demanda por eletricidade ter aumentado nesses subsistemas.

Na comparação anual percebe-se que a variação da carga de energia elétrica no SIN entre novembro de 2019 e novembro de 2018 foi maior, com um acréscimo de 2,53%. Nessa análise, os subsistemas individualmente também tiveram alterações no consumo, com destaque para o subsistema Norte, onde teve um acréscimo de aproximadamente 7%, contribuindo, sobretudo, com o aumento no SIN. Nesse caso, a temperatura máxima em todo o país variou muito para o mesmo período do ano, conforme mostra a Figura 4.1.

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



Fonte: CPTEC/INPE (2019).

B) OFERTA

A Tabela 4.2 mostra que a geração total de energia elétrica diminuiu pouco mais de 1% entre os meses de outubro e novembro de 2019. O despacho das termelétricas diminuiu com variação de aproximadamente 4% no SIN. Apesar de mostrar a maior variação percentual, o subsistema Sul gerou menos eletricidade de fonte térmica em valor absoluto quando comparado ao Nordeste no mês de novembro de 2019.

Nessa análise de despachabilidade de energia no SIN, a geração hidráulica, que compõe maior percentual da matriz elétrica do Brasil, teve um aumento total de aproximadamente 5%. Diferente desse comportamento, as fontes nuclear, solar e

eólica tiveram decréscimo na geração de energia elétrica, nesse caso vale destacar o decréscimo de aproximadamente 12% da eólica. Esse resultado foi influenciado pela redução da geração dessas fontes nas regiões SE/CO e NE, em novembro.

O Sudeste/Centro-oeste teve a menor variação percentual comparado aos demais subsistemas. Em novembro, a geração elétrica a partir das fontes eólica, solar e térmica foi relativamente inferior ao mês de outubro de 2019. Ainda nesse subsistema, a nuclear apresentou acréscimo de 2,63%, comportamento bem diferente conforme a tendência dos últimos 12 meses.

Na comparação anual, observa-se um aumento em torno de 13% na geração de energia total despachada no SIN. Percentualmente, o crescimento da geração térmica foi de grande relevância, aproximadamente 86% em relação ao mês de novembro do ano passado, conforme pode ser observado na Tabela 4.2. No subsistema do Sudeste/Centro-oeste, o crescimento anual da fonte solar foi superior a 100%, enquanto no Nordeste foi de aproximadamente 66%, sendo os valores absolutos dessas regiões na mesma ordem de grandeza.

Ainda na Tabela 4.2, a fonte solar teve uma variação percentual significativa na geração de energia elétrica no SIN em relação ao ano passado, atingindo 80,4%. Apesar da maior oferta da geração renovável (hidráulica, eólica e solar fotovoltaica), o SIN precisou despachar uma quantidade significativa de geração térmica para complementariedade do sistema, o que deve ter refletido no aumento da tarifa de energia elétrica desse mês.

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

		nov-19	nov-19/out-19	nov-19/nov-18	Tendências*	out-19	nov-18
SE/CO	Hidráulica	27.807,66	-6,34%	24,09%		29.689,52	22.409,15
	Nuclear	2.006,93	2,63%	47,10%		1.955,46	1.364,29
	Térmica	7.641,90	-11,44%	77,04%		8.628,65	4.316,58
	Eólica	6,77	-43,35%	-26,85%		11,95	9,25
	Solar	227,88	-10,25%	116,59%		253,90	105,21
	Total	37.691,14	-7,03%	33,64%		40.539,47	28.204,48
S	Hidráulica	9.511,78	55,27%	-15,04%		6.125,89	11.195,47
	Térmica	1.651,81	14,18%	91,31%		1.446,68	863,41
	Eólica	811,32	5,68%	-2,70%		767,70	833,80
	Solar	0,49	27,74%	-0,77%		0,38	0,49
	Total	11.975,40	43,58%	-7,12%		8.340,65	12.893,17
NE	Hidráulica	3.072,67	10,89%	51,65%		2.770,83	2.026,20
	Térmica	2.584,27	1,59%	108,20%		2.543,89	1.241,26
	Eólica	6.253,86	-14,02%	2,21%		7.273,58	6.118,70
	Solar	436,31	2,12%	65,70%		427,25	263,32
	Total	12.347,11	-5,14%	27,96%		13.015,55	9.649,47
N	Hidráulica	3.844,05	-14,19%	-6,12%		4.479,56	4.094,62
	Térmica	2.857,59	6,30%	87,64%		2.688,29	1.522,90
	Eólica	308,16	6,42%	67,81%		289,56	183,64
	Solar	1,19	-36,32%	-	-	1,87	0,00
	Total	7.010,99	-6,01%	20,86%		7.459,29	5.801,16
Itaipu		6.833,44	-6,20%	-36,98%		7.284,87	10.843,16
Total	Hidráulica	37.402,72	4,53%	29,50%		35.780,93	28.882,29
	Nuclear	2.006,93	2,63%	47,10%		1.955,46	1.364,29
	Térmica	14.735,57	-3,74%	85,49%		15.307,51	7.944,14
	Eólica	7.380,11	-11,54%	3,28%		8.342,79	7.145,39
	Solar	665,87	-2,57%	80,44%		683,40	369,02
SIN		75.858,07	-1,02%	12,56%		76.639,83	67.391,45

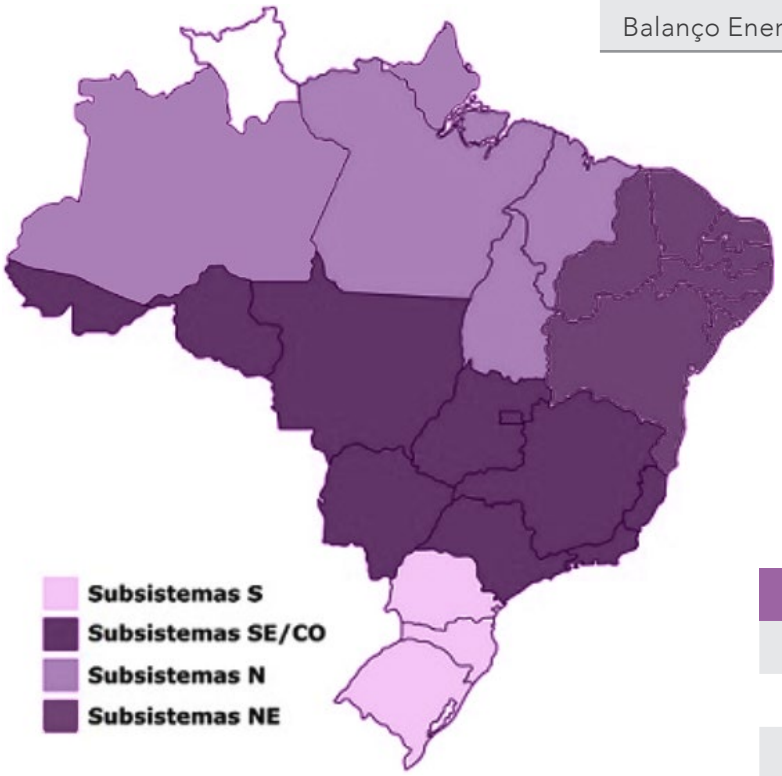
* Tendências nos últimos 12 meses.
Fonte: Elaboração própria com base em dados do ONS.

C) BALANÇO ENERGÉTICO

Figura 4.2: Mapa de Balanço Energético dos Subsistemas do SIN

Balanço Energético (+) Superávit
(-) Déficit

Subsistema N	
Carga	5.749
Geração Hídrica	3.844
Geração Térmica	2.858
Geração Eólica	308
Balanço Energético	1.261



Subsistema NE	
Carga	11.731
Geração Hídrica	3.073
Geração Térmica	2.584
Geração Eólica	6.254
Geração Solar	436
Balanço Energético	616

Subsistema SE/CO	
Carga	39.737
Geração Hídrica	27.808
Geração de Itaipu	6.833
Geração Térmica	7.642
Geração Nuclear	2.007
Geração Eólica	7
Geração Solar	228
Balanço Energético	4.788

Subsistema S	
Carga	12.087
Geração Hídrica	9.512
Geração Térmica	1.652
Geração Eólica	811
Balanço Energético	-112

Fonte: Elaboração própria com base em dados do ONS.

Conforme os dados apresentados na Figura 4.2, no mês de novembro de 2019, apenas o subsistema do Sul não teve geração acima do consumo de energia elétrica, dessa forma, os demais subsistemas tiveram balanço energético positivo. Dentre os subsistemas apresentados, o SE/CO se destacou com o maior superávit, com geração de energia elétrica em torno de 5 GWmed superior à sua demanda. O NE apresentou o menor superávit, 0,6 GWmed. No geral, ainda pode se observar que as fontes eólica e solar fotovoltaica contribuem de forma modesta com o despacho de energia elétrica no SIN.

Contudo, conforme Tabela 4.3, os valores de intercâmbio entre as regiões sofreram variações em novembro de 2019, principalmente da SE/CO para o NE, em que ocorreu inversão no sentido do envio da energia elétrica.

Comparando com o mês anterior, o intercâmbio se deu do SE/CO para o S, no período atual foi em módulo menor, indicando decréscimo no intercâmbio. Fato que também ocorreu entre o intercâmbio das regiões N-SE/CO e SE/CO-NE.

A análise mostrou que o subsistema NE exportou eletricidade para região SE/CO; e o N exportou relativamente menos energia elétrica para as regiões NE e SE/CO esse mês que no mês de outubro. O SIN exportou mais da região internacional em novembro de 2019, diferentemente aconteceu em novembro de 2018.

No mês de novembro, verifica-se que a região SE/CO exportou eletricidade da região S. Comportamento diferente do mês anterior, onde a região SE/CO exportou significativamente mais eletricidade para a região S.

Tabela 4.3: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)

	nov-19	nov-19/out-19	nov-19/nov-18	Tendências*	out-19	nov-18
S - SE/CO	167,52	105,22%	-88,64%		-3.211,64	1.475,00
Internacional - SIN	281,76	78,25%	2,46%		158,07	275,00
N - NE	311,73	33,58%	-44,53%		233,37	562,00
N - SE/CO	950,43	-39,33%	709,25%		1.566,58	-156,00
SE/CO - NE	-927,59	49,55%	-177,82%		-1.838,74	1.192,00

* Tendências nos últimos 12 meses.
Fonte: Elaboração própria com base em dados do ONS.

D) DISPONIBILIDADE

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

	nov-19		nov-19/out-19	nov-19/nov-18	Tendências*	out-19		nov-18	
	Mwmed	MLT				Mwmed	MLT	Mwmed	MLT
SE/CO	19.478,00	61,81%	41,85%	-51,64%		13.731,00	58,08%	40.273,00	129,81%
S	9.375,00	98,25%	69,90%	-12,69%		5.518,00	39,82%	10.738,00	113,12%
NE	1.138,00	21,25%	17,08%	-68,11%		972,00	29,54%	3.568,00	66,12%
N	2.590,00	64,08%	47,49%	-21,56%		1.756,00	73,06%	3.302,00	81,66%
SIN	32.581,00	-	48,25%	-43,71%		21.977,00	-	57.881,00	-

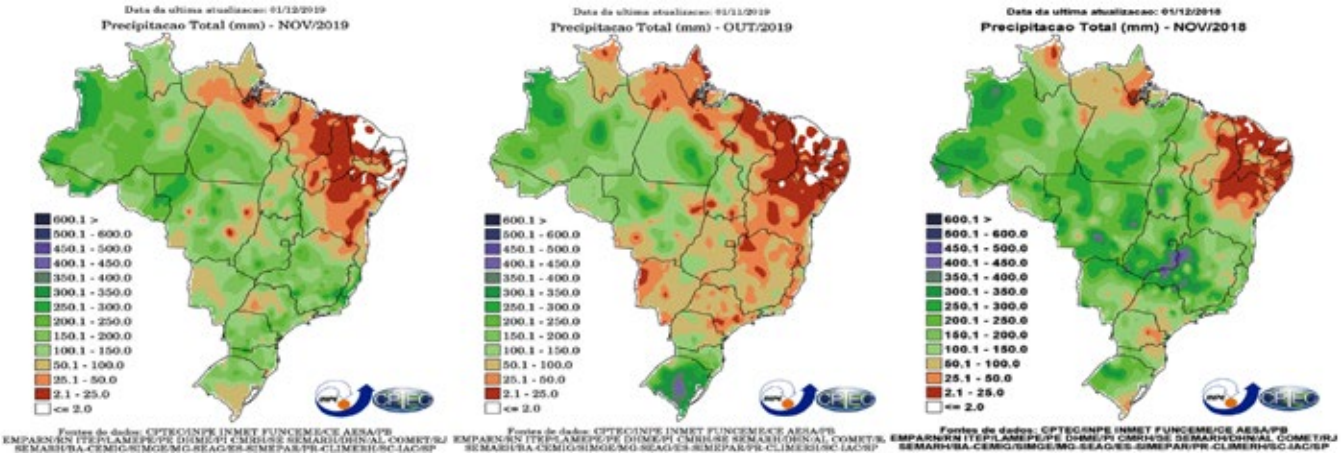
* Tendências nos últimos 12 meses.
Fonte: Elaboração própria com base em dados do ONS.

A Tabela 4.4 apresenta informações acerca da Energia Natural Afluente (ENA). Entre os meses de outubro e novembro de 2019, a disponibilidade hídrica total do SIN aumentou 48,25%. Em relação ao mês anterior, ocorreu um crescimento em todos os submercados, com destaque para o S em que o crescimento mensal foi quase 70%. Contudo, em relação a outubro de 2018, o SIN teve uma menor disponibilidade hídrica, com uma diferença de um pouco menos da metade do valor em potência. Todos os submercados apresentaram um valor consideravelmente inferior em relação ao mesmo mês do ano passado. O submercado NE, por exemplo, apresentou um valor aproximadamente 68% inferior.

Os dados de precipitação mostrados na Figura 4.3, que apresenta a precipitação total para os meses analisados, mostram uma melhora relevante em novembro em relação a outubro. Pelas imagens é possível perceber que principalmente a região Centro-Oeste teve um crescimento relevante, atingindo o mínimo de 100 mm por quase toda a região, enquanto o Nordeste continua crítico, abaixo de 25 mm de chuva.

Contudo, novembro de 2019 se apresentou melhor que o mesmo mês do ano passado, com os volumes de precipitação estando melhores no geral em todas as regiões com exceção do Nordeste e do Sul, uma vez que a média da região NE se manteve na mesma ordem de grandeza e a da região Sul se apresentou bem menor no Rio Grande do Sul. Além disso, vale destacar que as ENAs de todos os submercados estão menores que suas respectivas médias históricas para o mês de outubro (relação ENA e MLT[20]), com o valor mais discrepante no Nordeste, com apenas 21,25%. O submercado Sul é o que mais se aproxima de sua média histórica com 98,25%, mas ainda sim a ENA para novembro deste ano foi um pouco menor do que sua média histórica.

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

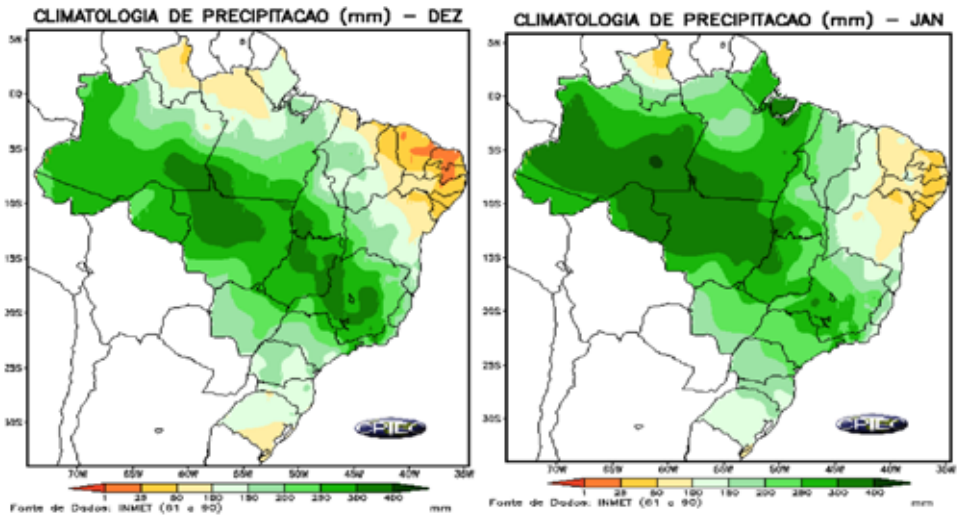


Fonte: CPTEC/INPE.

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

Além dessa, a Figura 4.4 apresenta a pluviosidade média para os meses de dezembro de 2019 e janeiro de 2020, em que é possível observar uma melhora considerável na precipitação ao longo de todo o território nacional, principalmente nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Norte. No Nordeste e no Sul a previsão também é de melhora, porém ainda com uma pequena parte do Nordeste com índices abaixo de 50mm.

Figura 4.4: Mapas de Pluviosidade Média no Brasil para dezembro de 2019 e janeiro de 2020



Fonte: CPTEC/INPE.

E) ESTOQUE

Tabela 4.5: Energia Armazenada-EAR (MWmês)

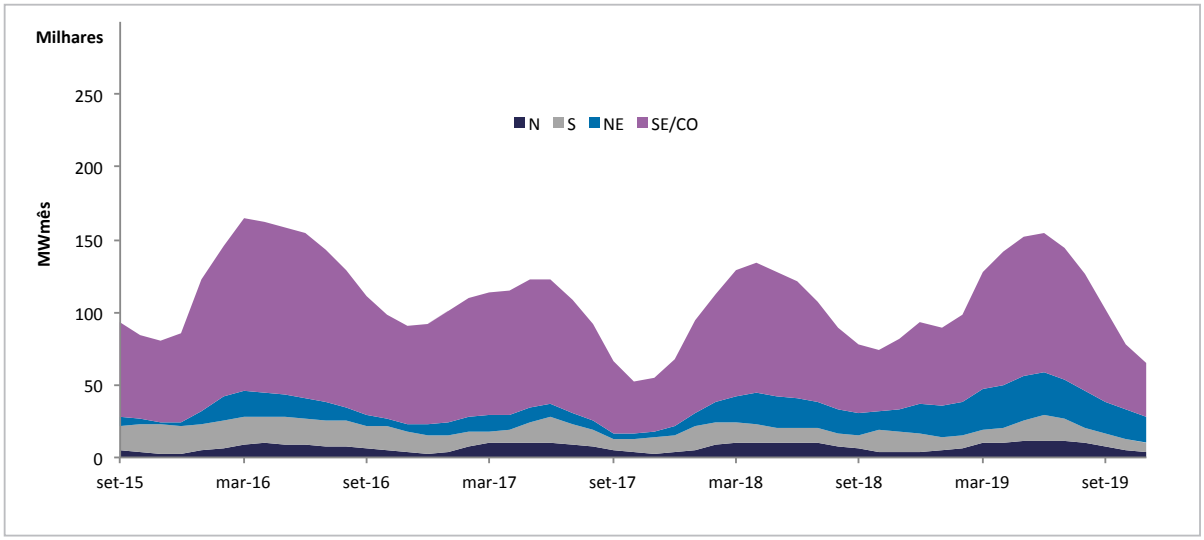
	nov-19		nov-19/out-19	nov-19/nov-18	Tendências*	out-19		nov-18	
	EAR	% Reservatório				EAR	% Reservatório	EAR	% Reservatório
SE/CO	37.956	18,73%	-16,14%	-22,41%		45.261	22,26%	48.916	24,06%
S	7.115	35,76%	-12,13%	-49,07%		8.097	39,34%	13.968	69,49%
NE	17.363	33,65%	-12,88%	11,71%		19.930	38,45%	15.544	29,99%
N	3.191	21,04%	-28,48%	-5,22%		4.462	29,66%	3.367	22,38%
SIN	65.625	22,68%	-15,59%	-19,77%		77.750	26,74%	81.795	28,18%

* Tendências nos últimos 12 meses.
Fonte: Elaboração própria com base em dados do ONS.

Como pode ser observado na Tabela 4.5, entre os meses de outubro e novembro de 2019, a Energia Armazenada (EAR) total do SIN diminuiu 15,59%, atingindo apenas 22,68% da capacidade total dos reservatórios. Em todos os quatro subsistemas a variação foi negativa, indicando que o volume das afluências não está sendo armazenado, por mais que as afluências estejam aumentando nos últimos meses devido ao início do período úmido.

O Norte foi novamente o submercado com a maior variação observada: 28,48% de redução entre outubro e novembro. Na comparação anual é possível perceber que a EAR diminuiu 19,77% no SIN. É possível perceber que apenas o submercado NE apresentou um aumento na quantidade de energia armazenada em relação ao mesmo mês do ano passado. O Gráfico 4.1 apresenta a série histórica de armazenamento, indicando as variações nos submercados desde o final de 2015.

Gráfico 4.1: Histórico de Energia Armazenada-EAR (MWmês)



Fonte: Elaboração própria com base em dados do ONS.

F) CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO – CMO

O Custo Marginal de Operação (CMO) representa o custo para atender à carga incremental, sem expansão da capacidade. Seu cálculo é realizado por meio de simulações da operação do sistema e a principal variável de decisão do modelo [NEWAVE] é a energia natural afluente simulada.

Junto com o Custo Marginal de Expansão (CME)[21], o CMO representa um parâmetro também importante na determinação da expansão do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB). Pois, com uma demanda crescente ao longo do tempo, a expansão do SEB acontecerá quando ambos os custos se igualarem [módulo do CMO for igual ao módulo do CME].

Observa-se na Tabela 4.6 que em novembro de 2019 os quatro subsistemas SE/CO, S, NE e N apresentaram CMOs iguais, com um valor aproximado de R$ 302,01/MWh.

[21] O cálculo do CME baseia-se nos resultados dos leilões de energia nova e na estimativa da disposição de investir dos agentes.

Em relação ao mês anterior [outubro de 2019], os quatro subsistemas registraram um CMO médio com crescimento de 13,9%. Já em comparação ao ano anterior [novembro de 2018], o crescimento foi bem mais expressivo, com uma taxa de 157,7%.

O aumento nos valores do CMO são reflexo do aumento na carga combinado com a redução nas vazões dos quatro subsistemas.

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

	nov-19	nov-19/out-19	nov-19/nov-18	Tendências*	out-19	nov-18
SE/CO	302,01	13,86%	157,74%		265,25	117,18
S	302,01	13,86%	157,74%		265,25	117,18
NE	302,01	13,86%	157,74%		265,25	117,18
N	302,01	13,86%	157,74%		265,25	117,18

* Tendências nos últimos 12 meses.
Fonte: Elaboração própria com base em dados do ONS.

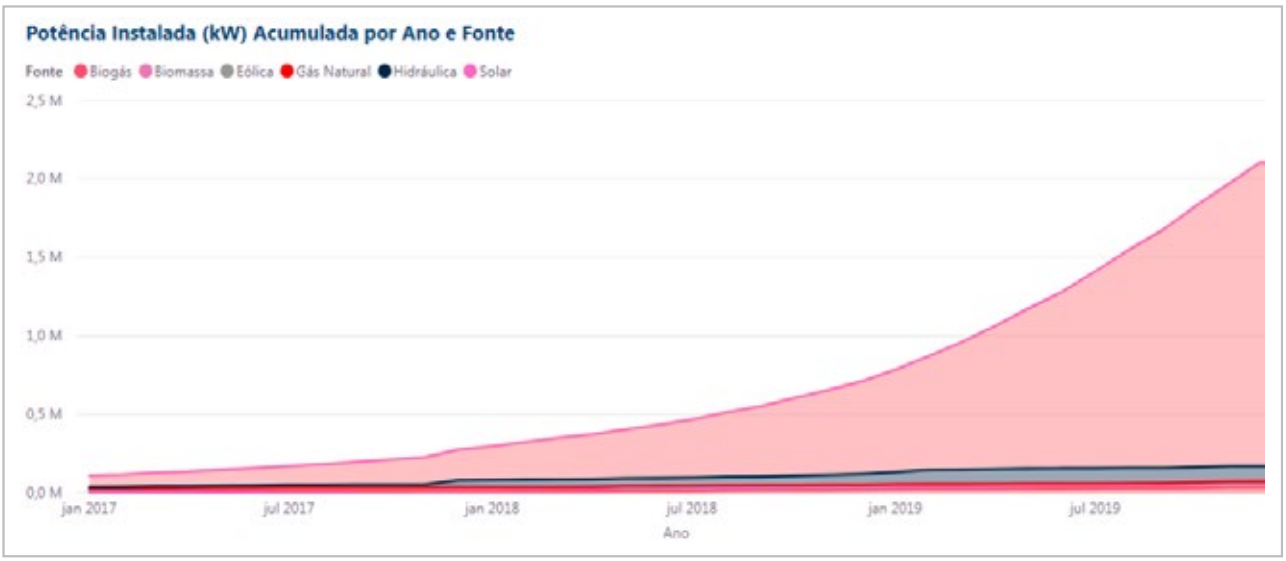
G) MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

O aumento da competitividade das fontes renováveis tem beneficiado significativamente a mini e micro geração distribuída (MMGD) no mercado nacional. Inicialmente, sobretudo, os incentivos políticos favoreciam o avanço dessa modalidade no sistema, respaldados na REN 482/2012 da ANEEL. Mas, hoje a evolução desse cenário tem-se intensificado com a redução dos custos dos equipamentos associados a geração de energia, principalmente, solar fotovoltaica.

Além disso, aliado ao elevado custo da tarifa, consumidores com certo poder aquisitivo têm optado por gerar sua própria energia elétrica, adquirindo painéis fotovoltaicos e, dessa forma, tornando-se menos dependentes das distribuidoras. Diante desse poder de escolha, os consumidores podem decidir a forma como consomem, armazenam e produzem eletricidade. No entanto, o sistema elétrico deve estar preparado para garantir o fornecimento do serviço com qualidade a todos os usuários conectados à rede.

Em dezembro de 2019, a capacidade instalada acumulada de MMGD ultrapassou a marca de 2 GW, atingindo 2,1 GW aproximadamente. O Gráfico 4.2 indica esse crescimento a partir das diversas fontes: biogás, biomassa, eólica, gás natural, hidráulica e, principalmente, solar. Do valor total, aproximadamente 92% corresponde a geração solar fotovoltaica, que teve um aumento de capacidade de quase 8% em relação ao valor de novembro de 2019. Dessa forma, pode-se concluir que o mercado de MMGD no Brasil é basicamente representado pela fonte solar fotovoltaica, com apenas 8% dele sendo compartilhado entre as outras fontes.

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



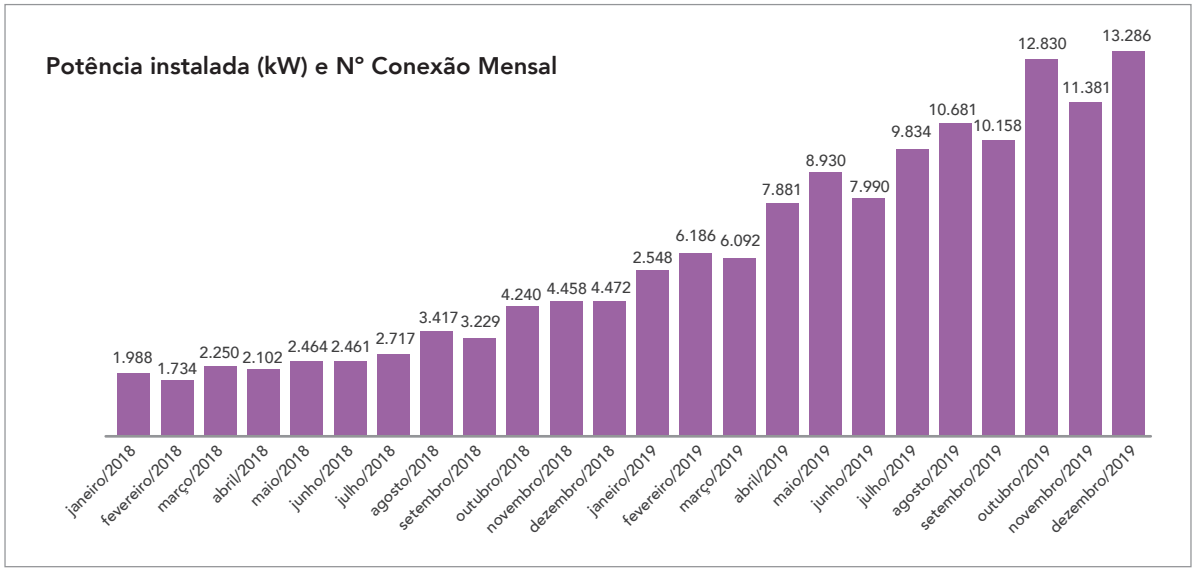
Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANEEL (2019).

Fazendo uma pequena retrospectiva, vemos que o crescimento da MMGD atingiu níveis recorde em 2019. De janeiro de 2018 a dezembro de 2018 foram feitas 35.532 novas conexões, enquanto de janeiro de 2019 a dezembro de 2019 foram feitas 110.797 novas conexões. Uma diferença de 75.265 conexões ou um crescimento de quase 212% em relação a 2018.

O gráfico 4.3 mostra esse crescimento ao retratar o número de conexões mensal desde janeiro de 2018.

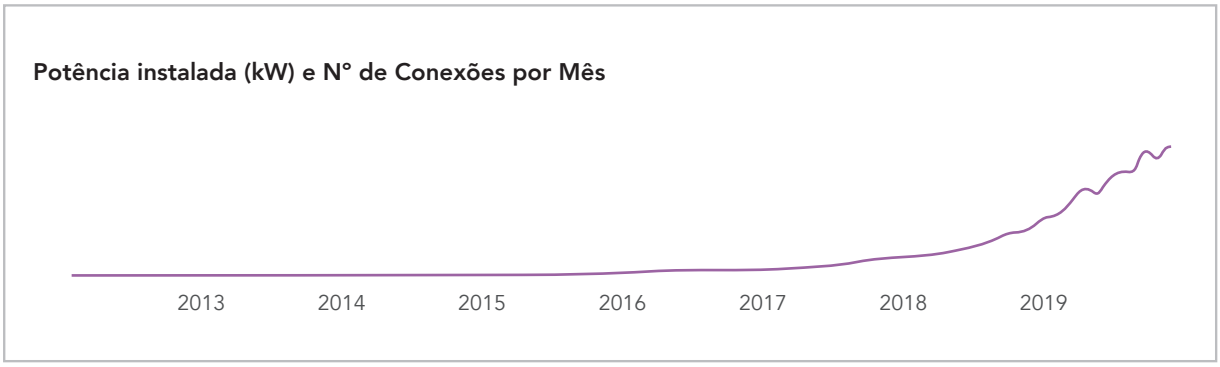
O gráfico 4.4 também mostra esse crescimento do número de conexões desde 2012, revelando como o ano de 2019 apresenta uma mudança na curva, que passa a crescer de maneira mais rápida.

Gráfico 4.3: Histórico do Número de Conexões de MMGD por mês desde 2018.



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

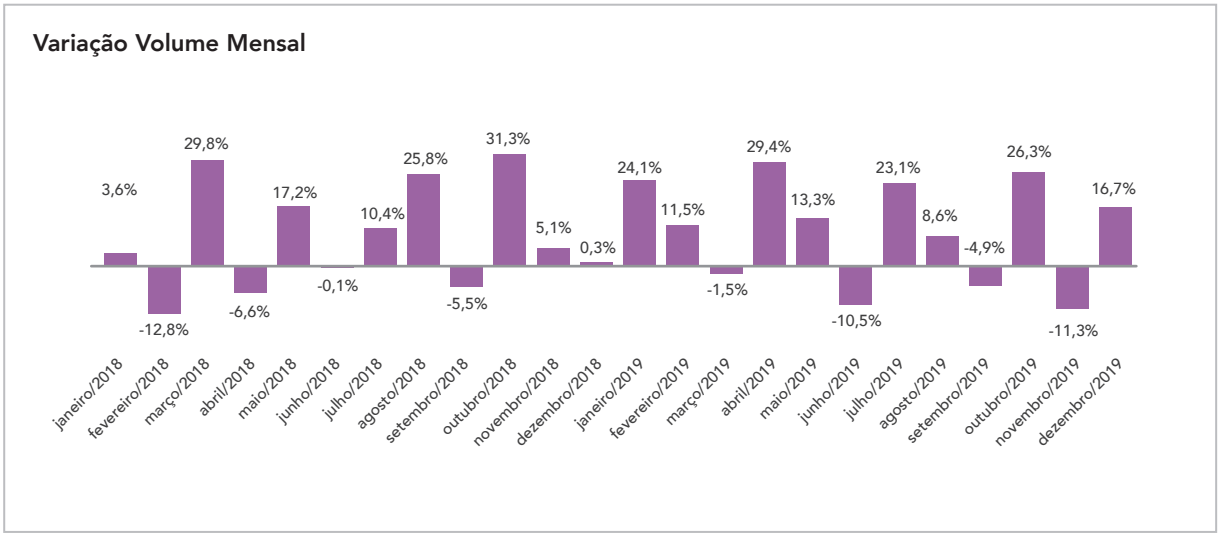
Gráfico 4.4: Histórico do Número de Conexões de MMGD desde 2012.



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

Em termos de variação de volume mensal no número de conexões, a maior variação ocorreu em outubro de 2018, com um crescimento de 31,3% em relação a setembro do mesmo ano. Contudo, em termos médios, percebe-se que o ano de 2019 apresenta uma maior variação mensal, com crescimentos mais acentuados ao longo do ano. O gráfico 4.5 apresenta esses crescimentos mensais. Nele, o percentual de cada mês é relativo ao mês anterior.

Gráfico 4.5: Variação do volume mensal do número de conexões desde 2018.



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

Atualmente, a expansão da MMGD tem exigido uma revisão da regulação vigente devido as distorções que tem causado ao mercado. O sistema de compensação não é equitativo aos usuários finais de energia elétrica. Ele foi previsto para incentivar a geração distribuída de pequeno e médio porte, mas, em paralelo, a regulação precisa ser adaptada para acompanhar a evolução desse recurso associada ao aumento da demanda.

Dessa forma, um dos possíveis motivos para o aumento do número de conexões ao longo de 2019 pode ser a realização da instalação antes das mudanças no marco regulatório. Uma vez que as alterações passam a valer inicialmente apenas para novas conexões, enquanto que conexões já realizadas teriam um período maior até serem afetadas pelas alterações, muitas conexões possivelmente tentam aproveitar os benefícios existentes atualmente pela REN 482/2012 da ANEEL.

H) EXPANSÃO

Tabela 4.7: Expansão prevista para o SIN por fonte (Quantidade-Usinas)

Fonte	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Sem previsão	Total
UTE	97	22	13	7	2	1	6	148
UHE	-	1	-	1	-	-	7	9
CGH	3	2	-	-	-	-	-	5
PCH	17	31	35	20	5	1	28	137
UTN	-	-	-	-	-	-	1	1
UFV	16	33	100	20	7	-	-	176
EOL	56	56	39	23	32	-	30	236
Total	189	145	187	71	46	2	72	**712**

Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANEEL.

Conforme apresentado na Tabela 4.7, de 2020 até o final de 2025, para a expansão do Sistema Interligado Nacional (SIN), 640 novas usinas estão previstas para entrar em operação, e 72 usinas estão sem data de previsão. As novas usinas irão adicionar 26,9 GW de potência ao sistema, e as principais fontes responsáveis por esse adicional serão as térmicas [32% da potência total] e a eólica [28% da potência total].

As termelétricas fósseis, ao final de 2025, irão adicionar 6,6 GW ao sistema elétrico, principalmente por causa das novas usinas a gás natural. Nos próximos anos o Brasil deve mais que dobrar sua produção de gás natural devido aos avanços nas camadas de pré-sal[22]. O acréscimo dessas usinas tem estado com frequência em pauta, não só por causa das projeções de crescimento da produção do recurso, mas também por conta dos atributos da fonte, que agrega flexibilidade e previsibilidade ao sistema.

Além das térmicas, a expansão no país se dará por meio das renováveis, eólica e solar. Serão, no total, 412 novas usinas e 14,4 GW de potência. As usinas solares também se destacam pelo crescimento da geração distribuída, que teve uma expansão acima da esperada nos últimos anos, também viabilizada desde 2015 com a REN 687[23].

Também no período de 2020 a 2025 percebe-se que a expansão da fonte hídrica acontece majoritariamente com as pequenas centrais hidrelétricas, que somam 137 novas usinas e 1,8 GW de potência. Enquanto com relação as usinas hidrelétricas, está prevista a entrada de apenas 2 novas usinas, em 2021 e 2023. Essas usinas estão sendo construídas na região sul do país, onde ainda existe um potencial a ser explorado, sem restrições sociais e ambientais.

22 CANAL ENERGIA, 2020. Enercom se estrutura de olho no mercado de gás. Notícia publicada em 23/01/2020.
23 CANAL ENERGIA, 2020. Geração distribuída e centralizada conviverão por longo período no Brasil. Notícia publicada em 11/11/2019.

I) TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Ao longo do período entre 11 de dezembro de 2019 e 17 de janeiro de 2020, foi verificado o processo de proposição de reajuste tarifário de duas concessionárias. Ao calcular o reajuste, a ANEEL considera a variação de custos associados à prestação do serviço, a aquisição e a transmissão de energia elétrica, bem como os encargos setoriais.

A Tabela 4.8 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.

Tabela 4.8: Reajustes Tarifários.

Sigla	Concessionária	Estado	Baixa tensão (em média)	Alta tensão (em média)	Efeito médio para o consumidor	Data	Número de unidades consumidoras
Energisa Rondônia	Energisa Rondônia	Acre	0,24%	-0,27%	0,11%	13/dez	639 mil
Energisa Acre	Energisa Acre	Acre	-4,20%	-4,44%	-4,24%	13/dez	265 mil

Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANEEL.

No caso da Energisa Rondônia, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores é de um acréscimo de 0,11%. Os índices variam de acordo com o tipo de consumidor. Para quem recebe energia em alta tensão, como as indústrias, por exemplo, a redução será de 0,27%. Para quem recebe energia em baixa tensão, o acréscimo será de 0,24%. Com isso, a tarifa por MW/hora para as residências no Estado cairá dos atuais R$ 581,37 para R$ 576,82.

A Energisa Acre também teve sua tarifa reajustada. O efeito médio para o consumidor foi de -4,24%. Nesse caso, a baixa e a alta tensão tiverem reajustes médios negativos de 4,20% e 4,44%, respectivamente. Com a diminuição, o valor da tarifa residencial no Estado cairá dos atuais R$ 597,7 para R$ 569,84.

J) LEILÕES

Entre o período de 11 de dezembro de 2019 a 17 de janeiro de 2020, cinco leilões tiveram resultados relevantes no mercado de energia elétrica, a saber: os Leilões A-4 e A-5 de 2020, destinados à contratação de energia existente, o Leilão nº4/2020, destinado ao desenvolvimento de ações de eficiência energética e os Leilões de Transmissão nº 1/2020 e nº 2/2019.

Com relação aos leilões de energia existente, a diretoria da ANEEL aprovou no dia 17/12/2019 abertura de consulta pública para receber contribuições à minuta de edital dos leilões de energia "A-4" e "A-5" de 2020, programados para serem realizados sequencialmente no dia 30 de abril de 2020. Nos certames, serão contratadas apenas usinas termelétricas a gás natural ou que usam carvão mineral nacional, com prazo de suprimento de 15 anos. Serão negociados apenas Contratos de Compra e Venda de Energia no Ambiente Regulado (CCEARs) na modalidade "disponibilidade". No caso do A-4, o período de suprimento da energia será de 1º de janeiro de 2024 até 31 de dezembro de 2038; no A-5, vai de 1º de janeiro de 2025 até 31 de janeiro de 2039. Poderão participar dos leilões termelétricas que estejam em operação comercial na data de publicação do edital ou com previsão de entrada antes do início da vigência dos contratos de fornecimento. Não serão habilitados empreendimentos com CVU superior a R$ 300 por MWh. O período de consulta pública da minuta do edital vai de 19 de dezembro de 2019 a 3 de fevereiro de 2020.

Com relação ao leilão de eficiência energética, a ANEEL aprovou no dia 17/12 consulta pública para

debater proposta de edital do leilão nº4/2020 em Roraima. O leilão visa a contratação de Agente para o desenvolvimento de ações de eficiência energética com o objetivo de reduzir o consumo de energia elétrica em Boa Vista, conforme montante definido pela ANEEL por meio de dois produtos: iluminação pública e ampla concorrência. Os produtos têm duração de 66 meses divididos em duas etapas: de implantação das Ações de Eficiência Energética (AEE), com duração de seis meses, iniciando-se na data de assinatura do contrato; e de eficientização, com duração de 60 meses, com início ao final do período de implantação. Pela proposta, o lote correspondente ao Produto Iluminação Pública é Lote único, composto por todos os pontos de iluminação do município de Boa Vista (RR), com montante de eficientização equivalente a 0,5 MWmédio. Já o produto Ampla Concorrência inclui AEE em um conjunto de subclasses de consumo classificadas como Residencial Normal, Residencial Baixa Renda Geral e Comercial Normal. Esse Produto terá 7 Lotes, organizados por conjuntos de bairros, cada qual com obrigação de redução de montante de energia consumida de 0,5 MWmédio. O vencedor do certame será denominado Agente Redutor de Consumo (ARC). Na consulta será avaliada a conveniência deste agente ser detentor de outorga de autorização.

Com relação ao sistema de transmissão, no dia 17/12/19 a ANEEL aprovou a realização de consulta pública para receber sugestões ao edital do leilão de transmissão nº 1/2020 e no dia 19 de dezembro de 2019 a Agência realizou o Leilão nº2/2019.

O Leilão de transmissão nº 1/2020 vai contratar 300 km de novas linhas de transmissão e 2.300 mega-volt-amperes (MVA) em capacidade de transformação. Há ainda a incorporação de aproximadamente 385 km de linhas de transmissão em serviço e de 1.350 MVA de transformação em serviço, que não tiveram a concessão renovada pela Amazonas GT. O certame previsto para junho de 2020, terá investimento da ordem de R$ 2,1 bilhões, com geração de 4.100 empregos diretos, e obras em seis estados do país. A minuta do edital ficará em consulta pública até o dia 03/02/2020. A previsão é de novas instalações de transmissão nos estados do Amazonas, Ceará, Goiás, Mato Grosso do Sul, Rio Grande do Sul e São Paulo.

O Leilão nº2/2019, para construção, operação e manutenção de 2.470 km de linhas de transmissão e subestações com capacidade de transformação de 7.800 MVA, terminou com deságio médio recorde de 60,30%, o maior da história dos leilões promovidos pela Agência. Isso significa que a receita dos empreendedores para exploração dos investimentos ficará menor que o previsto inicialmente, contribuindo para modicidade tarifária de energia. O certame propiciará ao país investimentos da ordem de R$ 4,2 bilhões em obras de transmissão de energia elétrica, com estimativa de geração de 8.782 empregos diretos. As instalações de transmissão deverão entrar em operação comercial no prazo de 36 a 60 meses a partir da assinatura dos respectivos contratos de concessão.

O certame contou com uma média de aproximadamente 10 proponentes por lote. Foram negociados 12 lotes com empreendimentos localizados no Acre, Alagoas, Bahia, Ceará, Goiás, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Minas Gerais, Pará, Rio de Janeiro, Rio Grande do Sul e São Paulo. Os empreendimentos que compõem os Lotes de 1 a 9 e 12 são inéditos e serão ofertados pela primeira vez. Parte dos empreendimentos do lote 10 são oriundos de concessões extintas da Companhia Hidroelétrica do São Francisco – CHESF, que tiveram caducidades declaradas por meio da Portaria MME nº 176, de 25 de março de 2019.

Houve disputa acirrada pelos empreendimentos ofertados. Dos 12 lotes arrematados, quatro foram para a segunda fase em lances viva-voz. Os lotes 4, 9, 11, 12 por terem na primeira fase diferença menor que 5% nos valores de RAP apresentados, foram para à segunda fase em lances viva-voz. As empresas vencedoras terão direito ao recebimento da Receita Anual Permitida (RAP) para a prestação do serviço a partir da operação comercial dos empreendimentos. A RAP é a receita a que o empreendedor terá direito pela prestação do serviço de transmissão a partir da entrada em operação.

O lote 1 do leilão foi arrematado pela Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (CTEEP). O lote 1 é composto por linhas de transmissão com 169 quilômetros (km) de extensão e subestações com 2691 MVA de potência, localizadas no Estado do Rio Grande do Sul. A finalidade dos empreendimentos é o atendimento elétrico à Região Serrana do Estado do Rio Grande do Sul. A empresa apresentou oferta de R$ 37,7 milhões, representando um deságio de 66,85% em relação à RAP prevista pela Agência no valor de R$ 113,8 milhões.

O lote 2 do certame foi arrematado pela empresa Montago Construtora. O lote 2 possui 1,6 km de linhas de transmissão e 100 MVA de potência de subestação. As instalações visam atender as cargas da microrregião de Ribeira do Pombal, na Bahia. O valor ofertado pela empresa foi de R$ 5,3 milhões representando um deságio de 56,73% em relação à RAP inicial estabelecida pela Agência de R$ 12,4 milhões.

O terceiro lote do Leilão foi para a Zopone Engenharia e Comércio Ltda. O lote possui 238 km de linhas e 450 MVA de potência de subestações localizadas em Minas Gerais e Rio de Janeiro. O reforço tem o objetivo de atender à Zona da Mata Mineira e Região da Mantiqueira. A RAP ofertada foi de R$ 30,2 milhões, com deságio de 53,50% em relação à receita inicial estabelecida pela Agência de R$ 64,9 milhões.

O consórcio Nordeste (composto pelas empresas Sollo Participações S/A, Sollo Energia S/A, DISBENOP - Distribuidora de Bebidas Ltda e VYAS Energia Participações S/A) arrematou o lote 4. A linha do lote 4, de 15 km de extensão em Alagoas, visa o escoamento de geração na subestação Suape II. O valor ofertado pelo consórcio foi de R$ 2,8 milhões representando um deságio de 50,93% em relação à RAP inicial estabelecida pela Agência de R$ 5,8 milhões.

O consórcio VSF Transmissoras do Brasil (composto pelas empresas KF Participações Ltda e JAP Participações Ltda) levou o lote 5, com o valor de R$ 38 milhões. O que representa deságio de 62,51% em relação à RAP prevista pela Agência de R$ 101,3 milhões. O lote 5 possui 505 km de linhas e 850 MVA de potência de subestações. Os empreendimentos localizados no Mato Grosso e no Pará visam suprir a Região de Novo Progresso.

A CTEEP arrematou o Lote 6, com o valor de R$ 5,3 milhões, representando o maior deságio do leilão de 68,12% em relação à RAP prevista pela Agência no valor de R$ 16,6 milhões. O lote 6 é composto por 37 km de linhas de transmissão localizadas em Mato Grosso do Sul e São Paulo. As obras vão auxiliar o escoamento do potencial de usinas fotovoltaicas e movidas à biomassa na Região Nordeste do Estado de São Paulo.

O lote 7 do certame foi arrematado pela CTEEP. A empresa apresentou oferta de R$ 32,8 milhões, representando um deságio de 65,40% em relação à RAP prevista pela Agência no valor de R$ 95 milhões.

O lote 7 tem 173 quilômetros de linhas de transmissão e 1600 MVA de potência de subestações, localizadas no Estado de Minas Gerais, que visam o atendimento ao Triângulo Mineiro e Alto Parnaíba.

O lote 8 foi arrematado pela Engepar Engenharia e Participações Ltda.. A empresa apresentou oferta de R$ 7,9 milhões, representando deságio de 53,29% em relação à RAP prevista pela Agência no valor de R$ 17 milhões. O lote 8 é composto por trechos de linha de transmissão com 68 km e subestação e com 300 MVA de potência, localizadas no Estado do Ceará. Os empreendimentos de transmissão servirão para o atendimento às cargas da subestação Milagres

A Neonergia S/A venceu o lote 9 do certame. A empresa apresentou oferta de R$ 18 milhões, representando um deságio de 64,04% em relação à RAP prevista pela Agência no valor de R$ 50 milhões. O lote 9 possui uma linha de transmissão com 210 km e subestações com 1000 MVA de potência localizadas no Estados da Bahia. As obras têm o objetivo de atender a região oeste da Bahia.

O lote 10, composto de duas linhas de transmissão e duas subestações da Bahia, foi arrematado pela Barollo Participações Ltda. O valor ofertado pela empresa foi de R$ 37 milhões, representando um deságio de 58,35% em relação à RAP inicial estabelecida pela Agência de R$ 88,9 milhões. O lote 10 contém 185 km de linhas de transmissão e 660 MVA de potência de subestações localizadas na Bahia. As obras visam o atendimento da Região Metropolitana de Salvador.

O lote 11 com a maior RAP inicial ofertada do leilão ficou com o Consórcio Norte (composto pelas empresas Zopone Engenharia e Comércio Ltda e Sollo Participações S/A). O valor ofertado pela empresa foi de R$ 58,1 milhões representando um deságio de 52,85% em relação à RAP inicial estabelecida pela Agência de R$ 123,2 milhões. O lote 11 apresenta 672 km de linhas de transmissão e 140 MVA de potência de subestações localizadas no Acre. As instalações buscam integração de Cruzeiro do Sul e Feijó ao Sistema Interligado Nacional. A subestação Feijó atenderá as cargas dos municípios de Tarauacá e Feijó e a subestação Cruzeiro do Sul atenderá as cargas do município de Cruzeiro do Sul, Rodrigues Alves, Mancio Lima e Guajará, este último no Estado do Amazonas.

O consórcio VSF Transmissoras do levou o último lote (12) do certame, com o valor de R$ 12,2 milhões. O que representa deságio de 59,62% em relação à RAP prevista pela Agência de R$ 30,2 milhões. O lote 12 possui uma linha de transmissão de 193 km localizada na Bahia. A linha irá propiciar o atendimento ao Extremo Sul da Bahia.