



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
SECRETARIA DE ENERGIA ELÉTRICA
DEPARTAMENTO DE MONITORAMENTO DO SISTEMA ELÉTRICO

Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Dezembro / 2018





Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Dezembro / 2018

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Wellington Moreira Franco

Secretário-Executivo

Marcio Felix Carvalho Bezerra

Secretário de Energia Elétrica

Ildo Wilson Grüdtner

Diretor do Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico

Guilherme Silva de Godoi

Equipe Técnica

Igor Souza Ribeiro (Coordenação)

André Grobério Lopes Perim

Bianca Maria Matos de Alencar Braga

Carlos Augusto Furtado de Oliveira Novaes

João Daniel de Andrade Cascalho

Jorge Portella Duarte

Victor Protazio da Silva



SUMÁRIO

1. SUMÁRIO EXECUTIVO	1
2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS.....	2
2.1. Anomalia de Precipitação no Mês – Brasil.....	2
2.2. Energia Natural Afluente Armazenável	3
2.3. Energia Armazenada	5
3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA.....	8
3.1. Principais Intercâmbios Verificados	8
4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA.....	9
4.1. Consumo de Energia Elétrica	9
4.2. Demandas Máximas	11
4.3. Demandas Máximas Mensais	11
5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO.....	13
6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	14
7. EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO.....	15
7.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração	15
7.2. Previsão da Expansão da Geração.....	17
7.3. Entrada em Operação de Novas Linhas de Transmissão	17
7.4. Entrada em Operação de Novos Equipamentos em Instalações de Transmissão.....	18
7.5. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão	18
7.6. Previsão da Expansão da Capacidade de Transformação	19
8. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	20
8.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro	20
8.2. Matriz de Produção de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional.....	21
8.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados	21
8.4. Geração Eólica	22
9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO	23
10. ENCARGOS SETORIAIS	23
11. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO.....	25
11.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro	26
11.2. Indicadores de Continuidade	27



LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de dezembro de 2018 – Brasil.....	2
Figura 2. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	3
Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sul.....	3
Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.....	4
Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Norte.....	4
Figura 6. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	6
Figura 7. EAR: Subsistema Sul.....	6
Figura 8. EAR: Subsistema Nordeste.....	7
Figura 9. EAR: Subsistema Norte.....	7
Figura 10. Consumo de energia elétrica no mês e acumulado em 12 meses.....	9
Figura 11. Demandas máximas mensais: SIN.....	11
Figura 12. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	11
Figura 13. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.....	12
Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.....	12
Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.....	12
Figura 16. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.....	14
Figura 17. Linhas de transmissão de energia elétrica instaladas no SEB.....	14
Figura 18. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.....	20
Figura 19. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Norte e do Nordeste.....	22
Figura 20. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.....	22
Figura 21. Evolução do CMO verificado no mês.....	23
Figura 22. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.....	24
Figura 23. Encargos Setoriais: Segurança Energética.....	24
Figura 24. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.....	24
Figura 25. Encargos Setoriais: Deslocamento Hidráulico.....	25
Figura 26. Encargos Setoriais: Reserva Operativa.....	25
Figura 27. Ocorrências no SEB: montante de carga interrompida e número de ocorrências.....	26
Figura 28. DEC do Brasil.....	27
Figura 29. FEC do Brasil.....	28



LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.....	5
Tabela 2. Níveis de armazenamento nos principais reservatórios do SIN	5
Tabela 3. Consumo de energia elétrica no Brasil: estratificação por classe.	9
Tabela 4. Consumo médio de energia elétrica por classe de consumo.	10
Tabela 5. Unidades consumidoras no Brasil: estratificação por classe.....	10
Tabela 6. Demandas máximas no mês e recordes por subsistema.	11
Tabela 7. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil.....	13
Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.	14
Tabela 9. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração.....	16
Tabela 10. Previsão da expansão da geração (MW).	17
Tabela 11. Entrada em operação de novas linhas de transmissão.	17
Tabela 12. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão.	18
Tabela 13. Previsão da expansão de novas linhas de transmissão.	18
Tabela 14. Previsão da expansão da capacidade de transformação.	19
Tabela 15. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.....	21
Tabela 16. Matriz de produção de energia elétrica nos sistemas isolados.	21
Tabela 17. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências	26
Tabela 18. Evolução do número de ocorrências.	26
Tabela 19. Evolução do DEC em 2018.	27
Tabela 20. Evolução do FEC em 2018.....	27



1. SUMÁRIO EXECUTIVO

Os principais destaques relacionados à operação e expansão do sistema elétrico e detalhados nesse Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro foram:

CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS: Nos subsistemas, foram verificadas as seguintes ENA brutas: 94% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 79% MLT no Sul, 89% MLT no Nordeste e 141% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 90% MLT, 75% MLT, 88% MLT e 138% MLT, respectivamente.

Energia Armazenada: Em relação aos percentuais de energia armazenada nos reservatórios equivalentes dos subsistemas, observou-se replecionamento de 3,4 p.p. no Sudeste/Centro-Oeste, 9,9 p.p. no Nordeste e 4,9 p.p. no Norte, já no subsistema Sul foi verificado deplecionamento de -10,2 p.p..

MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA: Em novembro de 2018, o consumo de energia elétrica atingiu 48.953 GWh, considerando autoprodução e perdas, representando acréscimo de 2,5 % em relação ao consumo de novembro de 2017.

CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO: No mês de dezembro de 2018, a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 163.441 MW. Em comparação com o mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo de 5.861 MW.

EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO: No mês de dezembro de 2018 entraram em operação comercial 132 km de linhas de transmissão e 316 MVA de capacidade de transformação. No acumulado do ano, entraram em operação 3.966 km de linhas de transmissão e 13.061 MVA de capacidade transformadora adicional. Em relação à capacidade instalada de geração, foram acrescentados 1.718,2 MW no mês de dezembro, com destaque para a UG12 da UHE Belo Monte, com 611,11 MW. No acumulado do ano, foram acrescentados 7.203,73 MW.

PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: No mês de novembro de 2018, as fontes renováveis representaram 91,2% da matriz de produção de energia elétrica brasileira.

ENCARGOS SETORIAIS: O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em novembro de 2018 foi de R\$ 199,9 milhões, montante superior ao dispendido no mês anterior (R\$ 173,3 milhões).

Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro: Em dezembro de 2018, foram verificadas 5 ocorrências no sistema elétrico brasileiro com interrupção de cargas superior a 100 MW por mais de 10 minutos, totalizando 756 MW de corte de carga. Dessas, 3 foram no estado de Roraima, não interligado ao SIN, totalizando 383 MW de cargas interrompidas.

CMSE: No dia 6 de dezembro de 2018 foi realizada a 211ª Reunião (ordinária) do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico. Na ocasião, a Secretaria de Energia Elétrica – SEE/MME realizou apresentação sobre as condições de atendimento a Roraima verificadas desde a última reunião do Comitê. Em função dos desligamentos da interligação Brasil – Venezuela observados no período, foi proposta nova estratégia operativa para o montante de importação de energia, de forma a permitir garantia de atendimento eletroenergético à Roraima com razoabilidade de custos para os consumidores. Além disso, foi apresentada estratégia de operação diferenciada para os dias de festas de fim de ano, assim como é praticado no sistema interligado nacional, utilizando-se prioritariamente geração termelétrica local em Boa Vista/RR, de modo a prover maior segurança para o fornecimento de energia durante as festividades.. A Ata da referida reunião está disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cmse/atas-cmse-2018>.

As informações apresentadas neste Boletim referem-se a dados consolidados até o dia 31 de dezembro de 2018, exceto quando indicado. O Subsistema Sudeste/Centro-Oeste é composto pelos estados das Regiões Sudeste e Centro-Oeste, Acre e Rondônia. O Subsistema Sul é composto pelos estados da Região Sul. O Subsistema Nordeste é composto pelos estados da Região Nordeste, exceto o Maranhão. O Subsistema Norte é composto pelos estados do Pará, Tocantins, Maranhão, Amazonas e Amapá.

2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS

Nos subsistemas, foram verificadas as seguintes ENA brutas: 94% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 79% MLT no Sul, 89% MLT no Nordeste e 141% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 90% MLT, 75% MLT, 88% MLT e 138% MLT, respectivamente.

As temperaturas mínimas ficaram em torno ou acima da média em todas as regiões do país no mês de dezembro de 2018. Já as temperaturas máximas ficaram acima da média em boa parte das regiões sudeste e centro-oeste e em parte das regiões sul e nordeste.

As temperaturas da superfície do Oceano Pacífico Equatorial estão superiores a 1°C, indicando a iminência do início do fenômeno do El Niño nos próximos meses, provavelmente de intensidade fraca a moderada. A previsão climática sazonal para o trimestre envolvendo os meses de dezembro de 2018, janeiro e fevereiro de 2019, que utiliza as informações de temperatura da superfície do mar que levam em consideração a previsão do fenômeno El Niño, aponta como cenário mais provável o de precipitação variando entre a média e acima da média para as bacias dos rios Uruguai e Jacuí.

2.1. Anomalia de Precipitação no Mês – Brasil

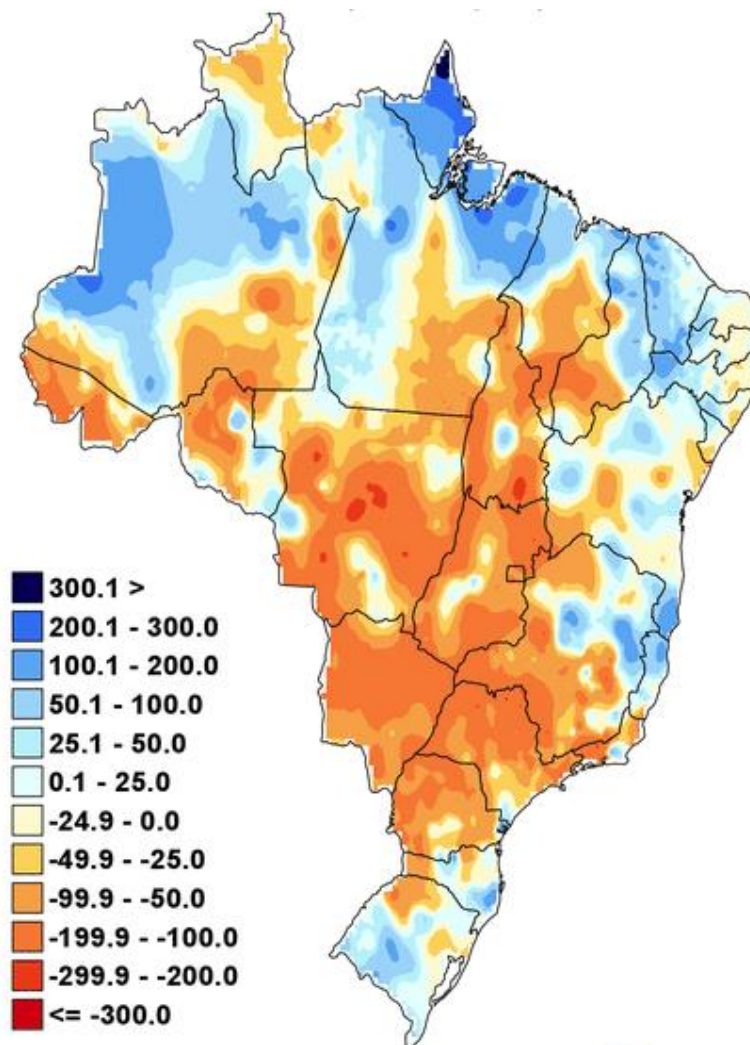


Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de dezembro de 2018 – Brasil.



2.2. Energia Natural Afluente Armazenável Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

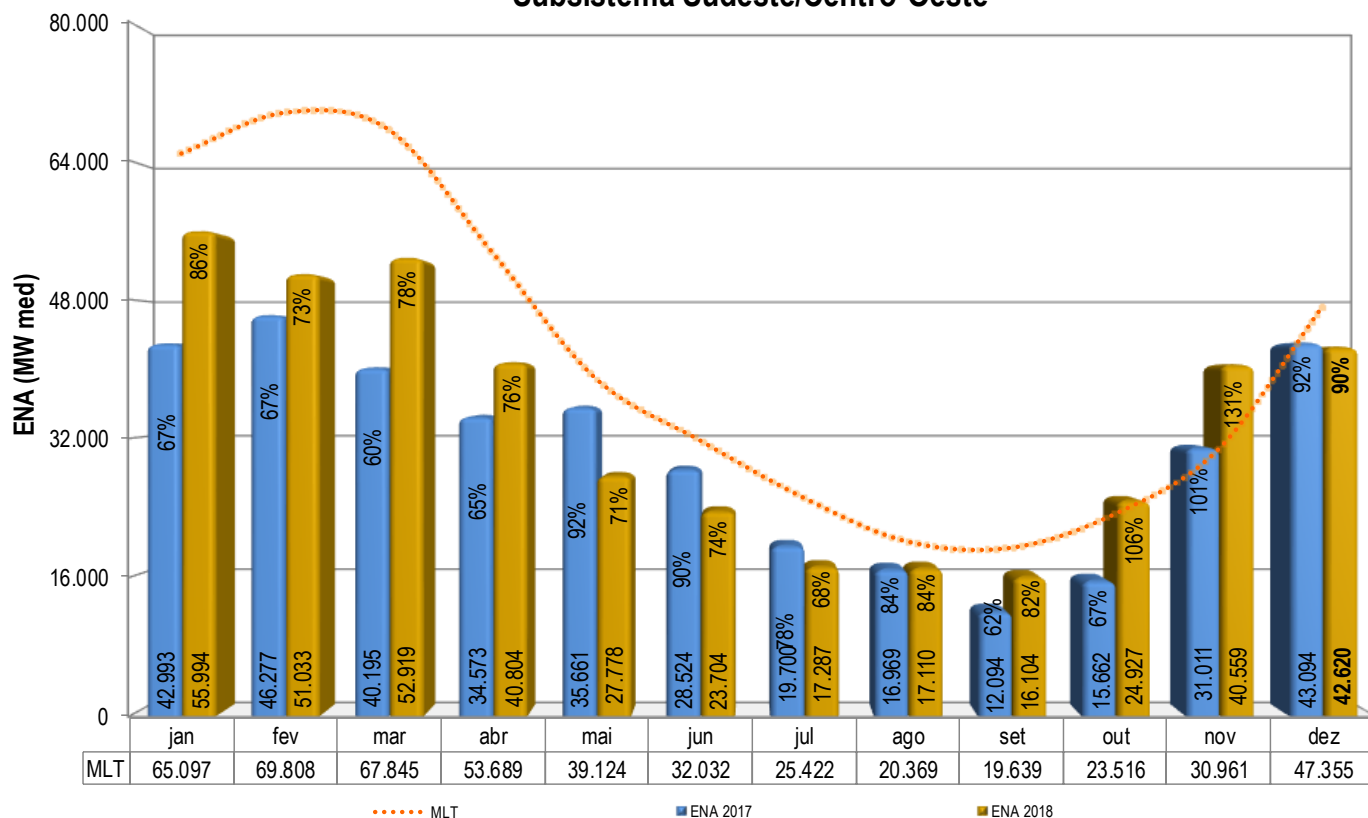


Figura 2. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Subsistema Sul

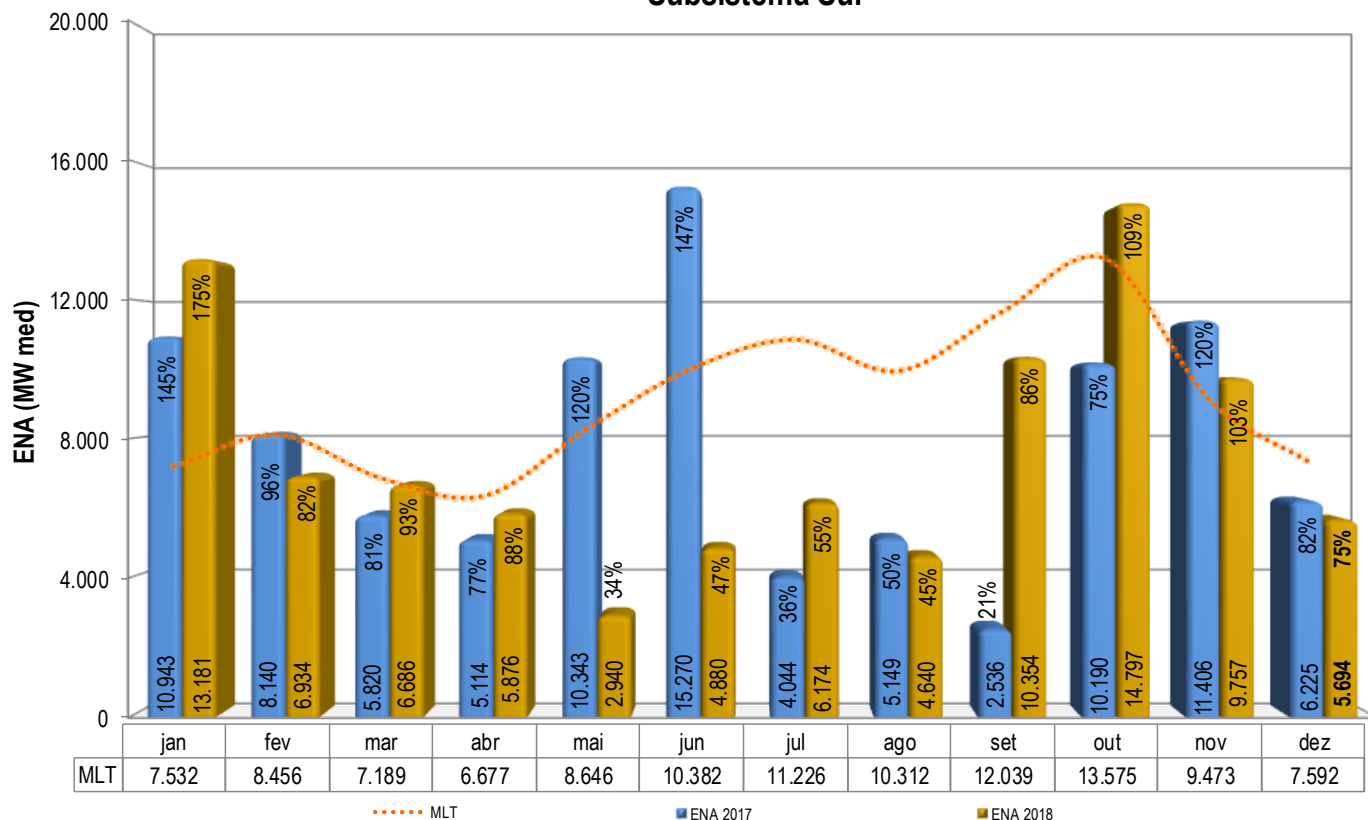


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Nordeste

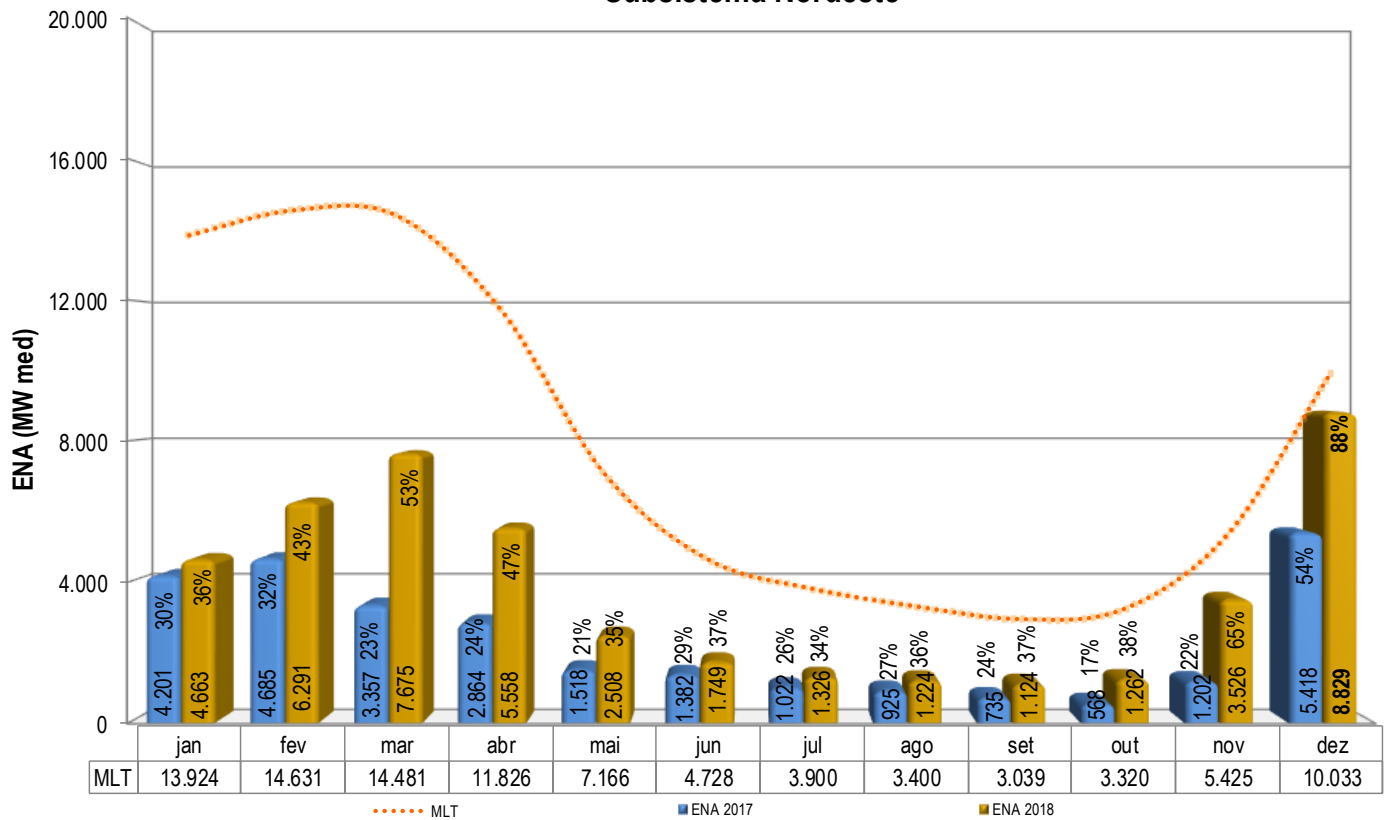


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

Subsistema Norte

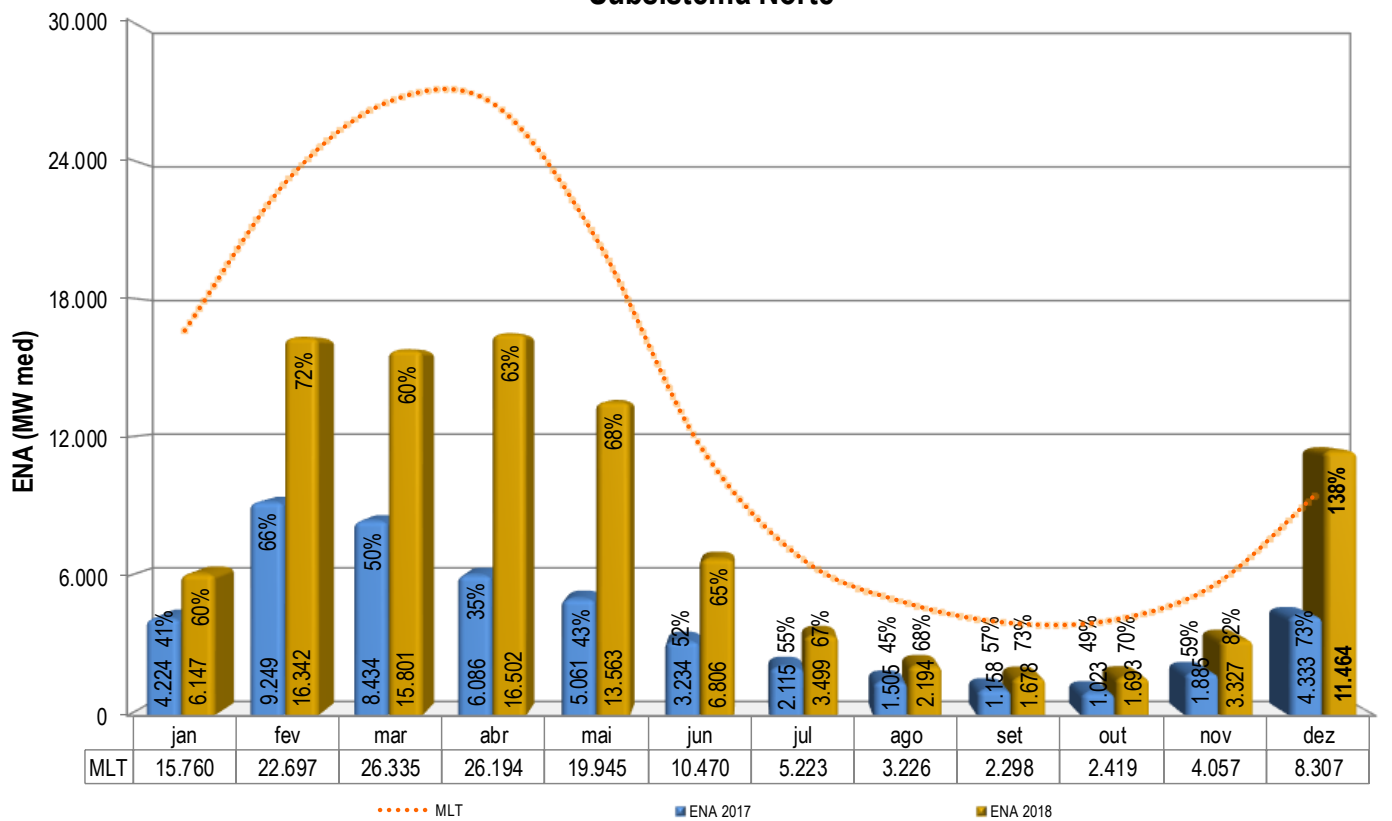


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



2.3. Energia Armazenada

Durante o mês de dezembro de 2018, os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte apresentaram replecionamento de 3,4 p.p., 9,9 p.p. e 4,9 p.p., respectivamente. Já o subsistema Sul apresentou deplecionamento de -10,2 p.p..

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.

Subsistema	Energia Armazenada no Final de Novembro (% EAR)	Energia Armazenada no Final de Dezembro (% EAR)	Capacidade Máxima (MWmês)	% EAR do Total Armazenado
Sudeste/Centro-Oeste	24,3	27,6	203.285	60,0
Sul	69,6	59,4	20.100	17,0
Nordeste	30,0	39,9	51.831	18,9
Norte	22,4	27,3	15.046	4,1
TOTAL			290.262	100,0

Em função de restrições ambientais vinculadas à época de Piracema, foi evitada a manobra de unidades geradoras ao longo do dia na UHE Belo Monte. Neste contexto, a operação da usina acompanhou os valores de geração definidos na Programação Diária.

A coordenação hidráulica das usinas da bacia do rio São Francisco foi efetuada visando a minimização das defluências da cascata, sendo o intercâmbio de energia e as gerações eólica e térmica locais responsáveis pelo fechamento do balanço energético da região Nordeste. Como resultado das ações desenvolvidas no âmbito do Grupo de Acompanhamento da Operação dos Reservatórios do Rio São Francisco, coordenado pela Agência Nacional de Águas – ANA, o nível de armazenamento ao final do mês de dezembro de 2018 foi de 52,5% na UHE Três Marias e de 35,0% na UHE Sobradinho, o que indica o melhor nível de armazenamento melhor desde 2013.

Com relação aos principais reservatórios do SIN, em relação ao mês anterior, houve replecionamento em quase todos os reservatórios, com destaque para a UHE Sobradinho (10,99 p.p.), para a UHE Três Marias (10,36 p.p.) e para a UHE Itumbiara (12,58 p.p.). Em relação aos reservatórios que apresentaram deplecionamento, destaca-se o reservatório da UHE Capivara (- 11,27 p.p.).

Tabela 2. Níveis de armazenamento nos principais reservatórios do SIN

Usina	Bacia	Volume Útil Máximo (hm ³)	Armazenamento no Final de Novembro (%)	Armazenamento no Final de Dezembro (%)	Evolução Mensal (%)
SERRADA MESA	TOCANTINS	43.250	10,89	13,44	2,55
TUCURUÍ	TOCANTINS	38.982	29,49	34,60	5,11
SOBRADINHO	SÃO FRANCISCO	28.669	24,04	35,03	10,99
FURNAS	GRANDE	17.217	19,60	27,55	7,95
TRÊS MARIAS	SÃO FRANCISCO	15.278	42,10	52,46	10,36
EMBORCAÇÃO	PARANAÍBA	13.056	18,54	23,99	5,45
I. SOLTEIRA	PARANÁ	12.828	61,01	57,13	-3,88
ITUMBIARA	PARANAÍBA	12.454	17,80	30,38	12,58
NOVAPONTE	ARAGUARI	10.380	20,34	24,78	4,44
CAPIVARA	PARANAPANEMA	5.724	54,65	43,38	-11,27

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

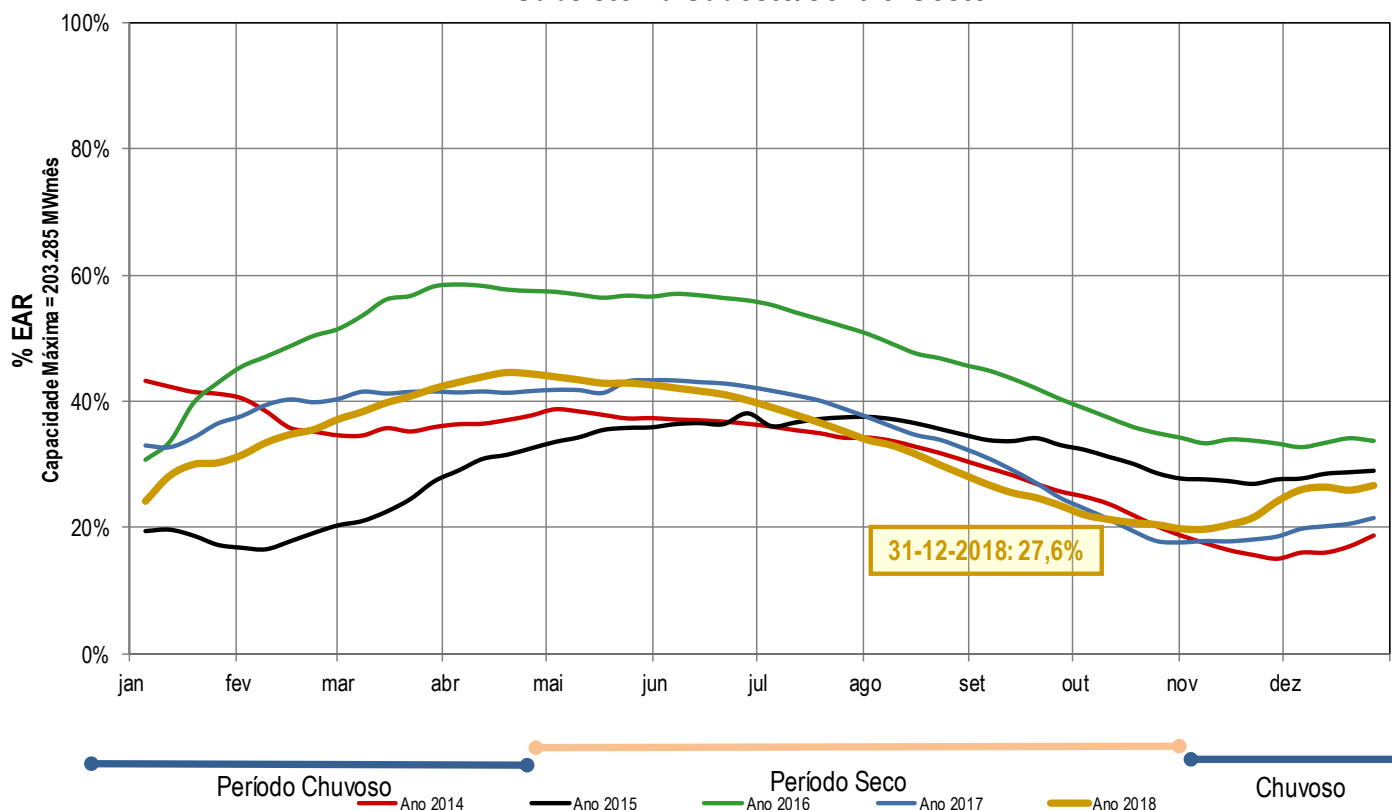


Figura 6. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Subsistema Sul

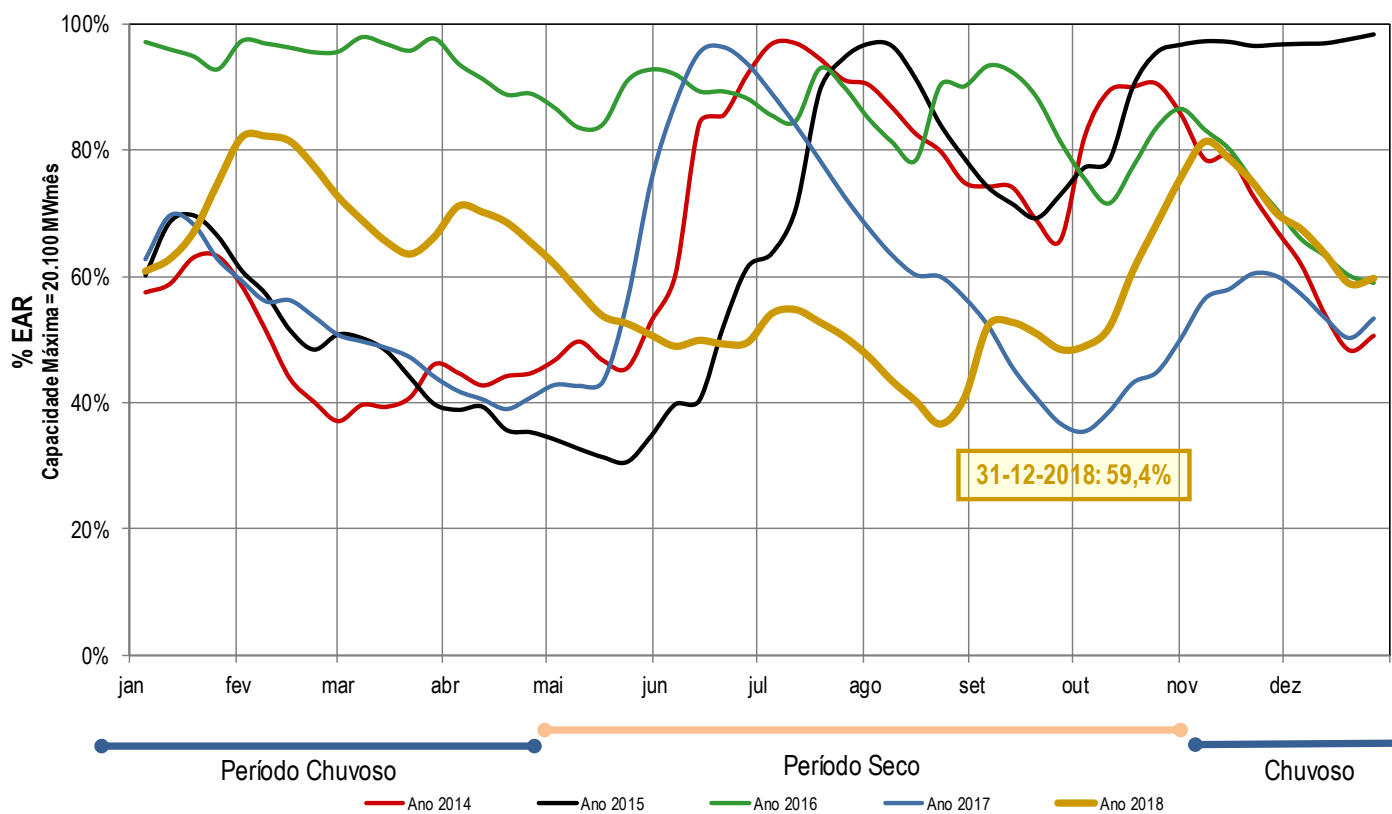


Figura 7. EAR: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Nordeste

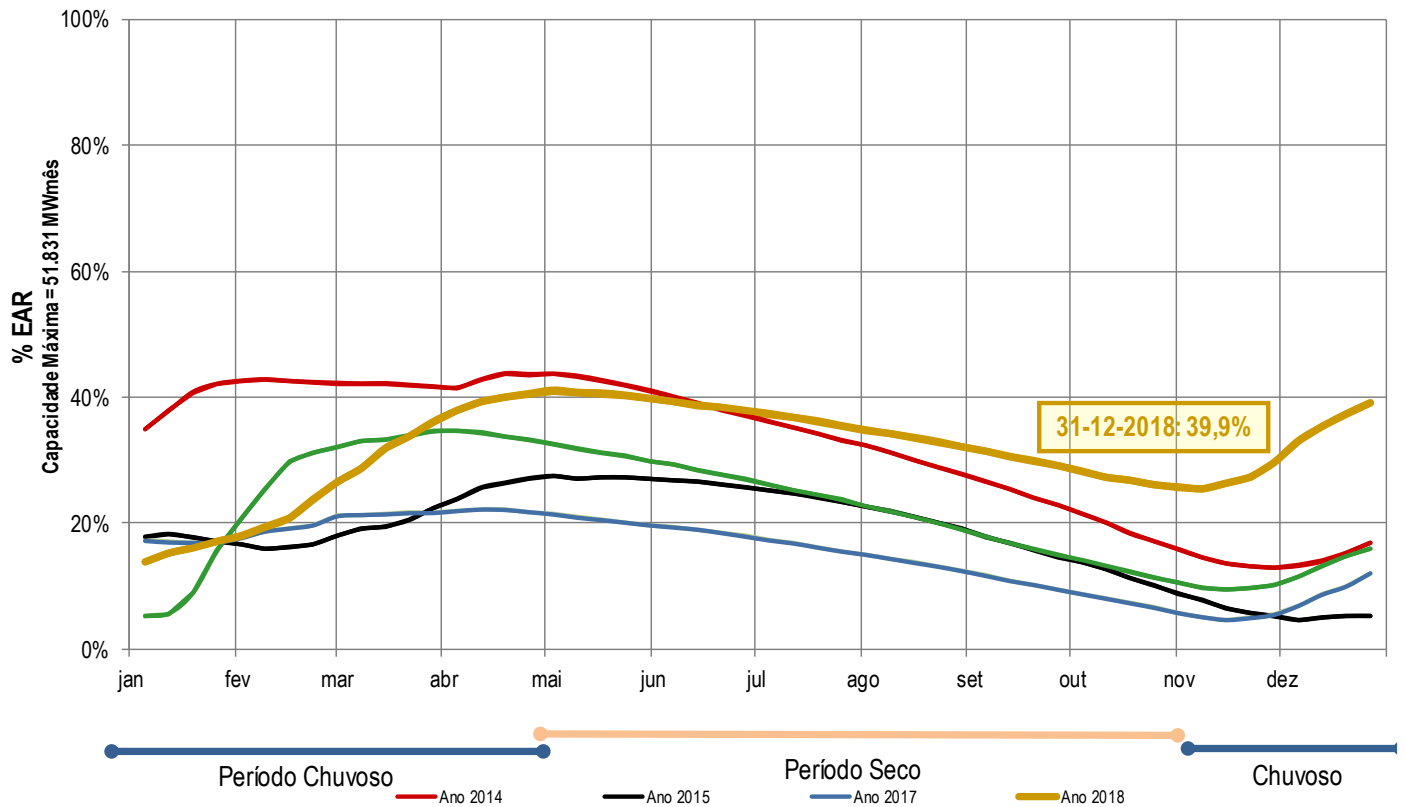


Figura 8. EAR: Subsistema Nordeste.

Subsistema Norte

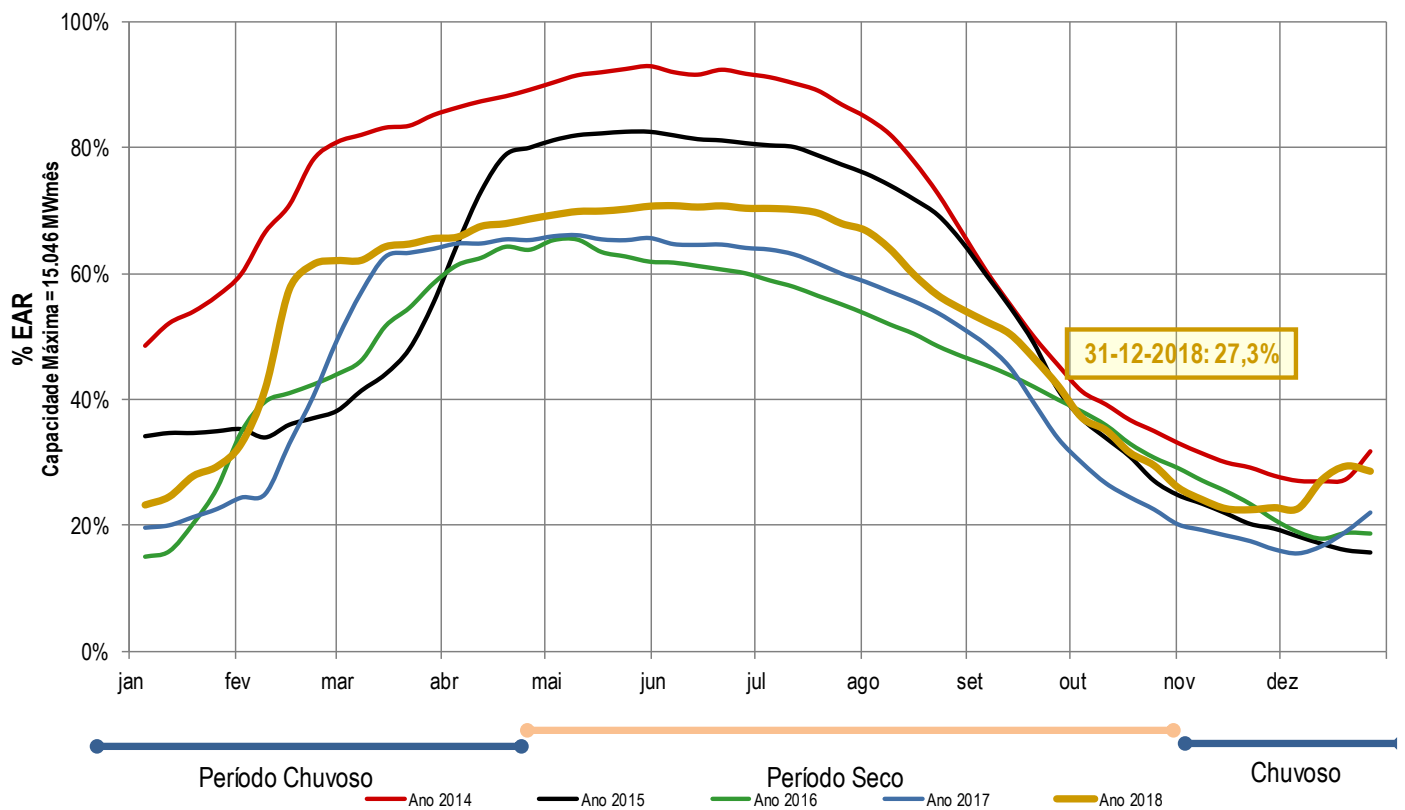


Figura 9. EAR: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1. Principais Intercâmbios Verificados

Em dezembro de 2018, o subsistema Norte manteve o perfil exportador, porém, ampliando o montante para 5.475 MWmédios, valor superior ao mês anterior (406 MWmédios).

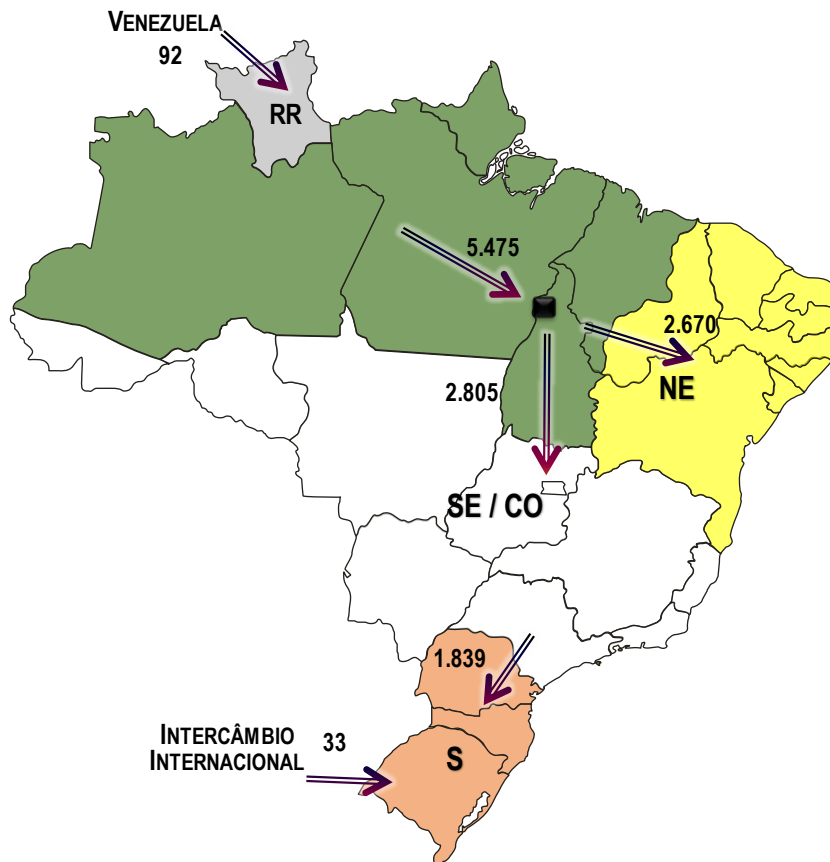
O subsistema Nordeste manteve o perfil importador, ampliando o montante para 2.670 MWmédios ante 1.754 MWmédios no mês anterior.

O subsistema Sul apresentou perfil importador de energia no mês de dezembro de 2018, com montante verificado de 1.839 MWmédios, ante exportação de 1.475 MWmédios em novembro de 2018.

O subsistema Sudeste/Centro-Oeste apresentou perfil importador, atingindo 2.805 MWmédios, ante exportação de 1.348 MWmédios no mês anterior, isso se deve ao aumento da geração no subsistema Norte.

O montante de energia importada da Venezuela no mês de dezembro de 2018 atingiu 92 MWmédios ante 106 MWmédios verificados no mês anterior. Isto se deve ao fato de que a interligação com a Venezuela operou com fluxo reduzido em alguns períodos do mês, medida operativa diferenciada recomendada pelo CMSE.

Em relação aos intercâmbios internacionais na região Sul, no mês de dezembro de 2018 houve importação de cerca de 33 MWmédios. Desse montante, 27 MWmédios foram importados através da conversora Rivera e 6 MWmédios através da conversora Melo, ambas localizadas no Uruguai. Em dezembro de 2018 não houve importação de energia da Argentina.



Fonte dos dados: ONS / Eletronorte



4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA

4.1. Consumo de Energia Elétrica

Em novembro de 2018, o consumo de energia elétrica atingiu 48.953 GWh, considerando autoprodução e perdas, representando acréscimo de 2,5 % em relação ao consumo de novembro de 2017. As classes residencial, industrial e comercial apresentaram um acréscimo de 2,0%, 1,8% e 1,6%, respectivamente, em relação ao mês de novembro de 2017. A classe rural apresentou um decréscimo de 1,3% em relação ao mesmo período.

Tabela 3. Consumo de energia elétrica no Brasil: estratificação por classe.

	Valor Mensal			Acumulado 12 meses		
	Nov/18 GWh	Evolução mensal (Nov/18/Out/18)	Evolução anual (Nov/18/Nov/17)	Dez/16-Nov/17 (GWh)	Dez/17-Nov/18 (GWh)	Evolução
Residencial	11.639	2,0%	2,0%	133.872	135.944	1,5%
Industrial	14.498	1,3%	1,8%	165.293	169.673	2,6%
Comercial	7.603	2,8%	1,6%	88.027	88.739	0,8%
Rural	2.322	-4,5%	-1,3%	27.918	28.547	2,3%
Demais classes *	4.256	1,4%	5,1%	48.173	49.145	2,0%
Perdas e Diferenças **	8.635	-19,8%	5,3%	113.701	114.044	0,3%
Total	48.953	-3,1%	2,5%	576.986	586.092	1,6%

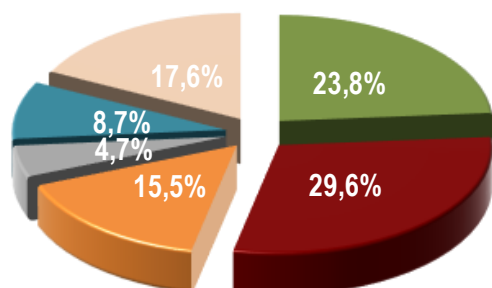
* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e Consumo próprio das distribuidoras.

** As informações "Perdas e Diferenças" são obtidas considerando o cálculo do montante de carga verificada no SEB (SIN e Sistemas Isolados), abatido do consumo apurado mensalmente no país (consolidação EPE).

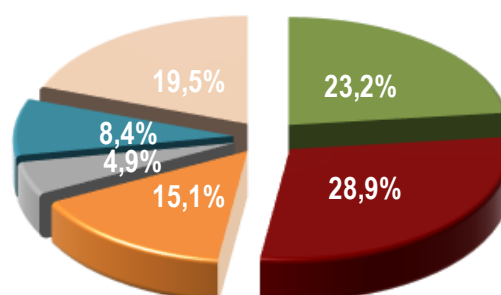
Dados contabilizados até novembro de 2018.

Fonte dos dados: EPE/ONS

Consumo de Energia Elétrica em Novembro/2018



Consumo de Energia Elétrica em 12 meses



■ Residencial ■ Industrial ■ Comercial
■ Rural ■ Demais classes ■ Perdas e Diferenças

Figura 10. Consumo de energia elétrica no mês e acumulado em 12 meses.

Dados contabilizados até novembro de 2018.

* Referência: <http://www.epe.gov.br/ResenhaMensal/Forms/EPEResenhaMensal.aspx>. Considera autoprodução circulante na rede.



Tabela 4. Consumo médio de energia elétrica por classe de consumo.

	Valor Mensal			Consumo médio em 12 meses		
	Nov/18 kWh/NU	Evolução mensal (Nov/18/Out/18)	Evolução anual (Nov/18/Nov/17)	Dez/16-Nov/17 (kWh/NU)	Dez/17-Nov/18 (kWh/NU)	Evolução
Consumo médio residencial	162	2,0%	0,4%	157,8	157,8	0,0%
Consumo médio industrial	27.915	1,5%	3,9%	25.979	27.224	4,8%
Consumo médio comercial	1.316	2,8%	1,1%	1.275	1.280	0,4%
Consumo médio rural	515	-4,7%	-1,7%	518	528	1,8%
Consumo médio demais classes*	5.441	1,5%	4,0%	5.182	5.236	1,0%
Consumo médio total	484	1,4%	0,6%	469	472	0,5%

* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até novembro de 2018.

Tabela 5. Unidades consumidoras no Brasil: estratificação por classe.

Número de Unidades Consumidoras	Período		Evolução
	Nov/17	Nov/18	
Residencial (NUCR)	70.689.936	71.796.314	1,6%
Industrial (NUCI)	530.214	519.370	-2,0%
Comercial (NUCC)	5.753.181	5.777.437	0,4%
Rural (NUCR)	4.488.930	4.509.289	0,5%
Demais classes *	774.690	782.236	1,0%
Total (NUCT)	82.236.951	83.384.646	1,4%

* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até novembro de 2018.

Fonte dos dados: EPE



4.2. Demandas Máximas

No mês de dezembro de 2018, não houve recorde de demanda no SIN e em nenhum dos subsistemas.

A demanda máxima verificada em dezembro de 2018 no SIN foi de 84.913 MW, valor 5.866 MW acima do verificado no mesmo mês do ano anterior.

Tabela 6. Demandas máximas no mês e recordes por subsistema.

Subsistema	SE/CO	S	NE	N	SIN
Máxima no mês (MW)	42.121	17.346	12.377	6.067	84.913
(dia - hora)	01/12/2018 - 20h01	17/12/2018 - 14h33	07/12/2018 - 15h42	17/12/2018 - 16h00	17/12/2018 - 15h22
Recorde (MW)	51.894	17.971	12.941	6.748	85.708
(dia - hora)	21/01/2015 - 14h32	06/02/2014 - 14h29	26/10/2018 - 14h29	16/05/2017 - 14h41	05/02/2014 - 15h41

Fonte dos dados: ONS

4.3. Demandas Máximas Mensais

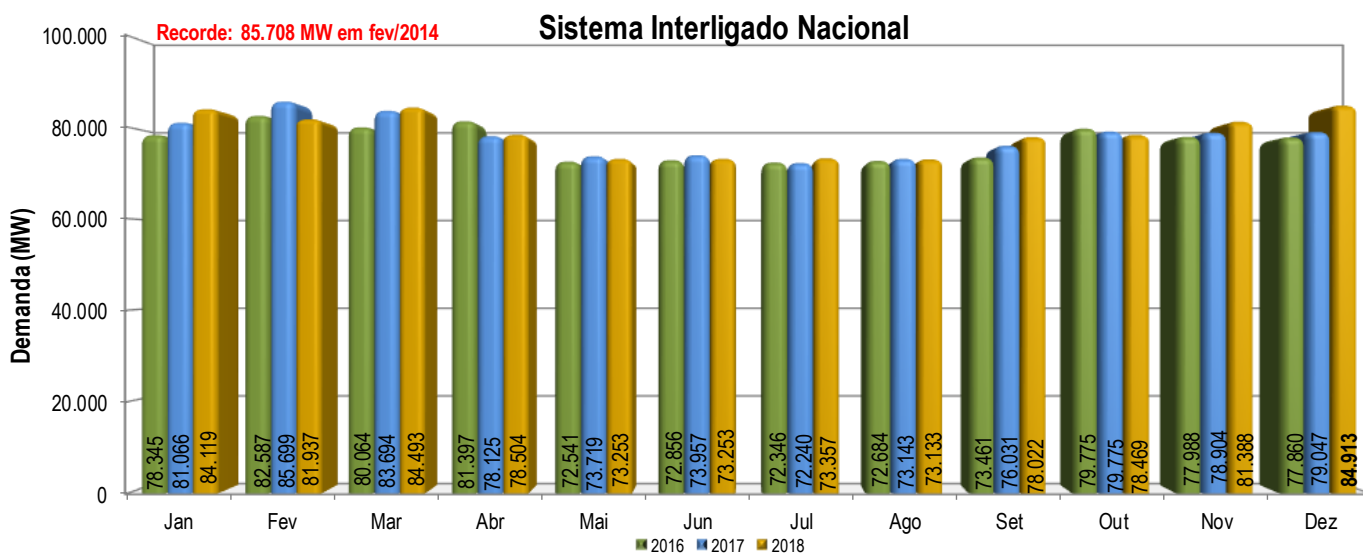


Figura 11. Demandas máximas mensais: SIN.

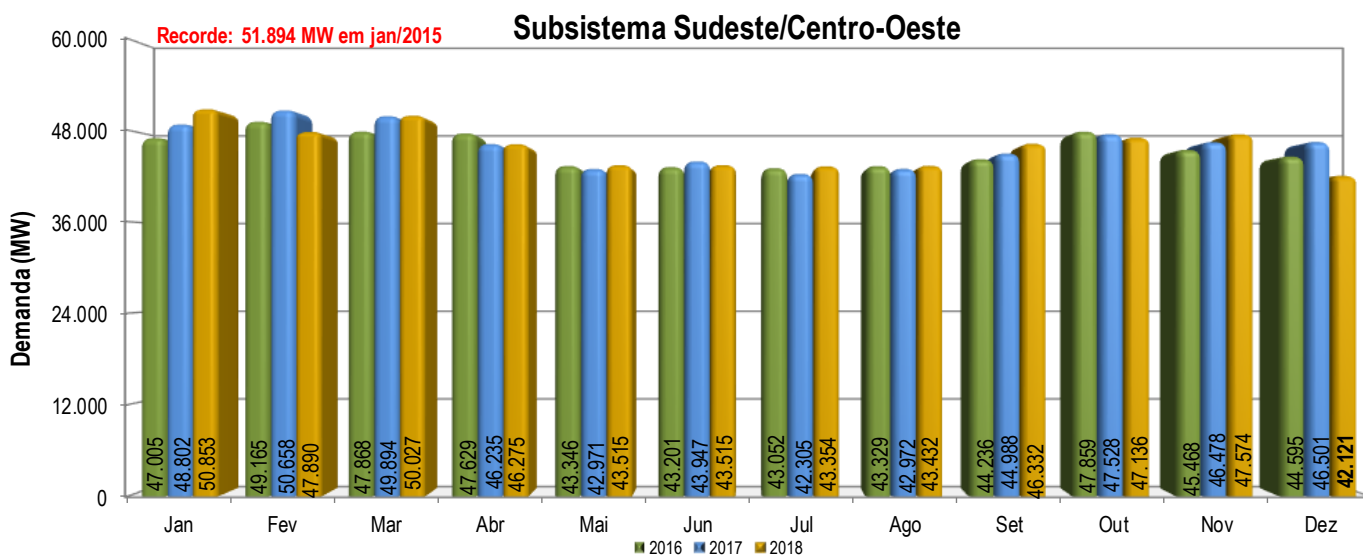


Figura 12. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

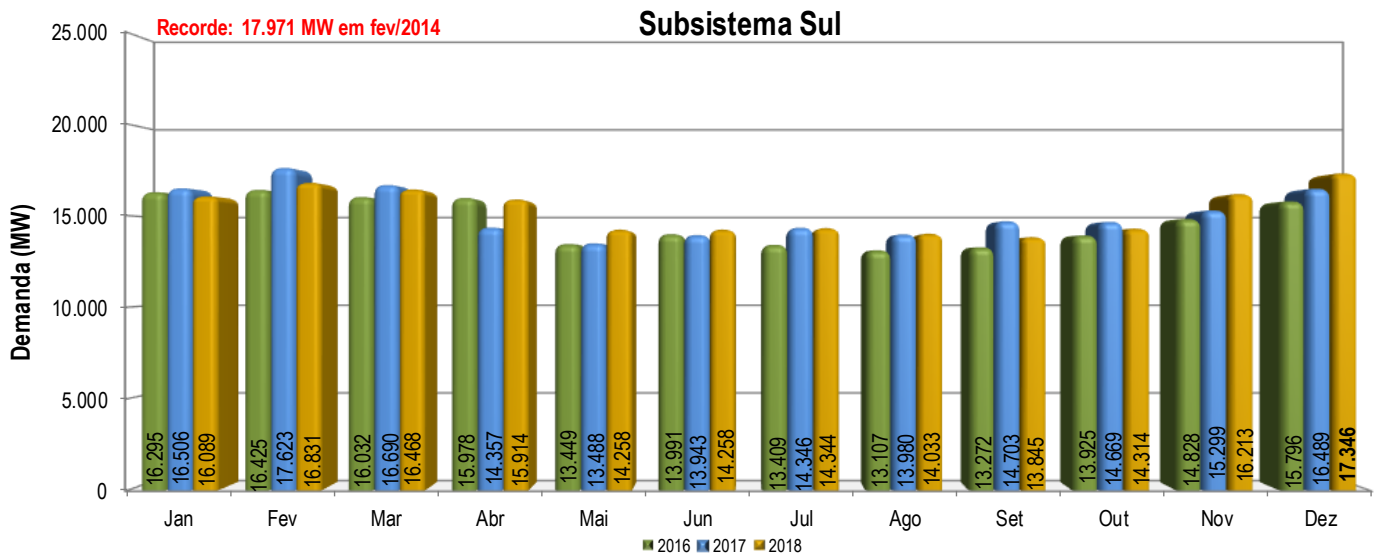


Figura 13. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

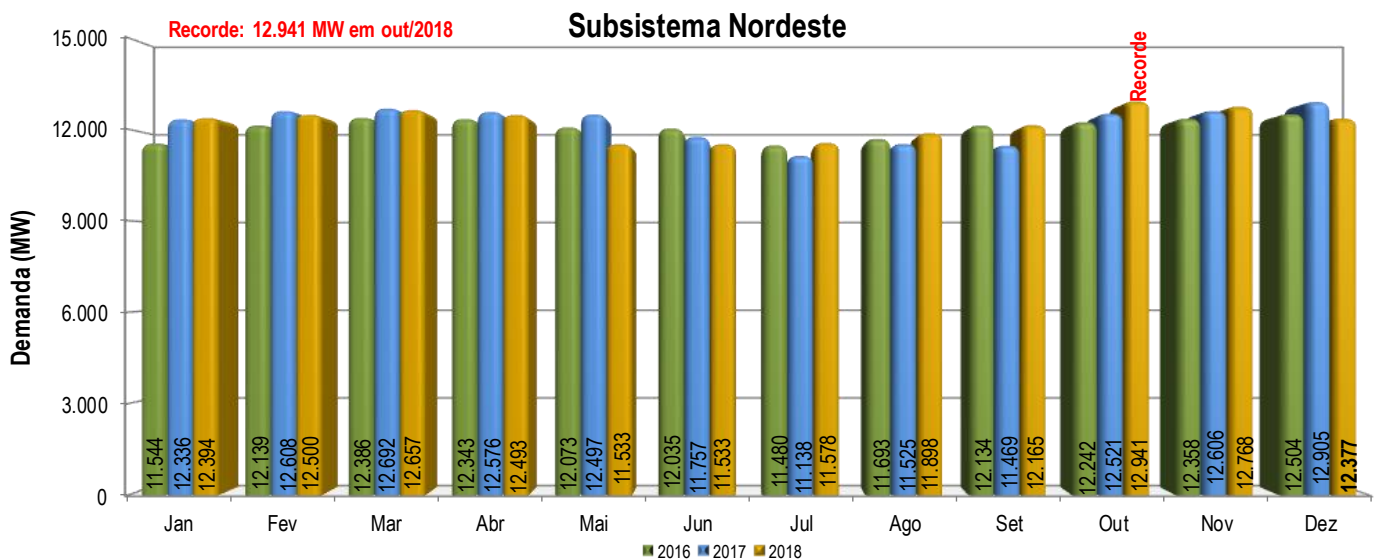


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

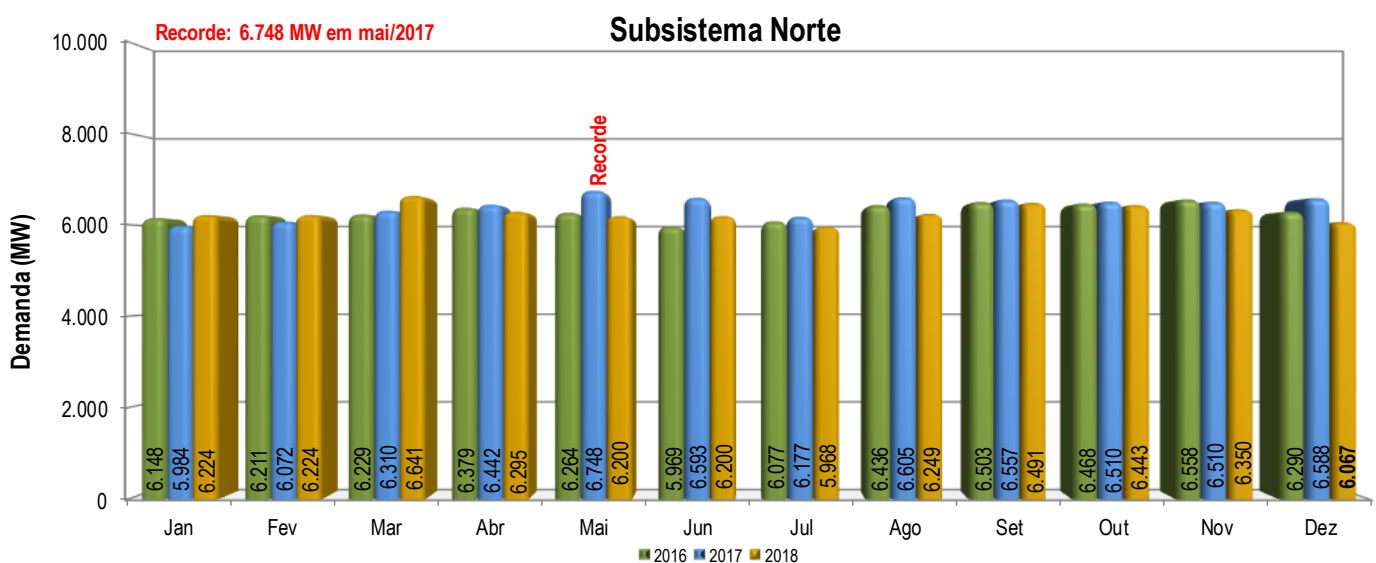


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de dezembro de 2018, a capacidade instalada total* de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 163.441 MW, considerando também as informações referentes à geração distribuída - GD. Em comparação com o mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo de 5.861 MW, sendo 3.876 MW de geração de fonte hidráulica, 2.107 MW de fonte eólica e 1.199 MW de fonte solar. Ao mesmo tempo, houve um decréscimo de 1.321 MW de fontes térmicas. A geração distribuída fechou o mês de dezembro de 2018 com 601 MW instalados em 49.173 unidades, representando 0,4% da matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica.

As fontes renováveis representaram 83,0% da capacidade instalada de geração de energia elétrica brasileira em dezembro de 2018 (Hidráulica + Biomassa + Eólica + Solar).

Tabela 7. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil.

Fonte	Dez/2017	Dez/2018			Evolução da Capacidade Instalada Dez/2018 / Dez/2017
	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
Hidráulica	100.319	1.403	104.195	63,8%	3,9%
UHE	94.662	217	98.287	60,1%	3,8%
PCH + CGH **	5.641	1.124	5.853	3,6%	3,7%
CGH GD	16	62	56	0,0%	252,9%
Térmica	43.871	3.138	42.550	26,0%	-3,0%
Gás Natural	13.020	168	13.143	8,0%	0,9%
Biomassa	14.559	563	14.767	9,0%	1,4%
Petróleo	10.309	2.257	9.361	5,7%	-9,2%
Carvão	3.727	22	3.252	2,0%	-12,8%
Nuclear	1.990	2	1.990	1,2%	0,0%
Outros ***	242	0	0	0,0%	-100,0%
Térmica GD	23	126	37	0,0%	57,2%
Eólica	12.294	642	14.401	8,8%	17,1%
Eólica (não GD)	12.283	585	14.390	8,8%	17,2%
Eólica GD	10	57	10	0,0%	0,3%
Solar	1.097	51.201	2.296	1,4%	109,3%
Solar (não GD)	936	2.273	1.798	1,1%	92,0%
Solar GD	161	48.928	498	0,3%	210,1%
Capacidade Total sem GD	157.370	7.211	162.840	99,6%	3,5%
Geração Distribuída - GD	210	49.173	601	0,4%	186,0%
Capacidade Total - Brasil	157.580	56.384	163.441	100,0%	3,7%

* Os valores de capacidade instalada referem-se à capacidade instalada fiscalizada apresentada pela ANEEL no Banco de Informações de Geração - BIG, adicionados aos montantes das usinas fiscalizadas pela SFG/ANEEL e às informações publicadas pela Agência sobre geração distribuída (mini e micro geração), conforme disponível em: www.aneel.gov.br/scg/gd. Além dos montantes apresentados, existe uma importação contratada de 5.650 MW com o Paraguai e de 200 MW com a Venezuela. São incluídas na matriz de capacidade instalada algumas usinas fiscalizadas pela SFG/ANEEL, mas que não estão em conformidade com a SCG/ANEEL e que, por isso, não são apresentadas no BIG/ANEEL. Algumas delas são térmicas com combustíveis desconhecidos e que por isso são incluídas como "Outros".

** Inclui uma Central Geradora Undi-Elétrica - CGU (50 kW).

*** Inclui outras fontes fósseis (150 MW).

Fonte dos dados: Reunião de fechamento da capacidade instalada, realizada entre MME e ANEEL em 09/01/2019.



Matriz de Capacidade Instalada de Geração de Energia Elétrica - Dez/2018

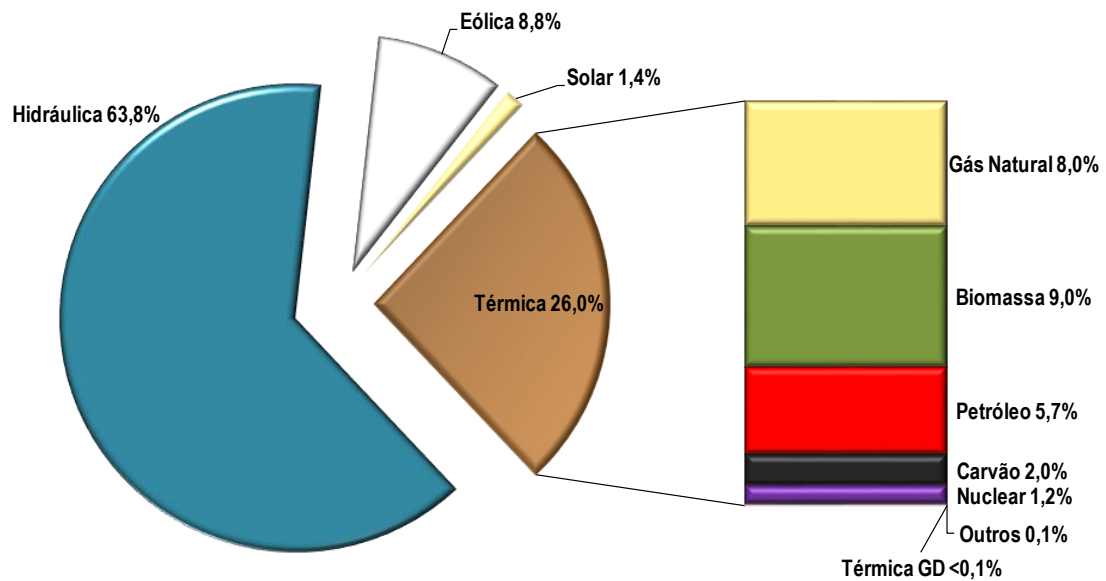


Figura 16. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte dos dados: ANEEL e MME

6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO *

Em dezembro de 2018, o Sistema Elétrico Brasileiro atingiu 145.543 km de linhas de transmissão, das quais a participação do sistema de 230 kV representa a maior parte, em termos de extensão, com cerca de 40% do total. Apesar disso, na previsão de expansão para os próximos três anos, a classe de 500 kV deve crescer mais que a classe de 230 kV, considerando, principalmente, o reforço nas interligações entre as regiões, que permite uma maior otimização na utilização dos recursos energéticos.

Figura 17. Linhas de transmissão de energia elétrica instaladas no SEB.

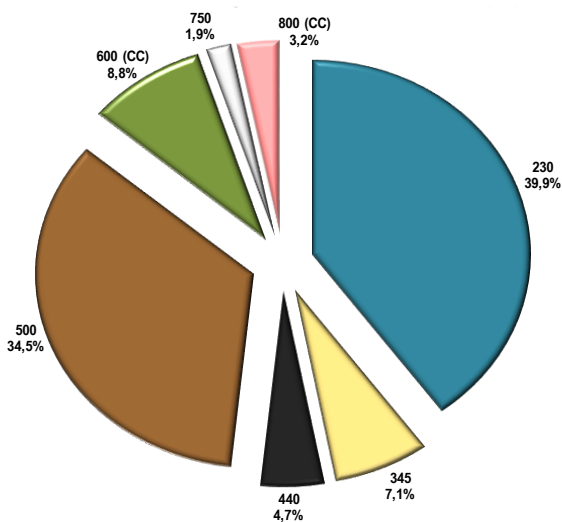


Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km)*	% Total
230	58.438	40,2%
345	10.319	7,1%
440	6.756	4,6%
500	50.363	34,6%
600 (CC)	12.816	8,8%
750	2.683	1,8%
800 (CC)	4.168	2,9%
Total SEB	145.543	100,0%

* Considera as linhas de transmissão em operação da Rede Básica, conexões de usinas, interligações internacionais e 190,0 km instalados no sistema isolado de Boa Vista, em RR. Em dezembro, além do acréscimo em km de linhas referentes à expansão verificada no mês, foram realizados ajustes nos valores históricos, em decorrência da reunião de fechamento realizada entre MME, ANEEL e ONS. Fonte dos dados: MME/ANEEL/ONS



7. EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO

7.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração *

Em dezembro de 2018 foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro 1.718,21 MW de geração:

- UHE Belo Monte - UGs: Belo Monte 12, total de 611,111 MW, no Pará. CEG: UHE.PH.PA.030354-2.01;
- CGH Médio Garcia - UG: 1, de 1 MW, em Santa Catarina. CEG: CGH.PH.SC.035742-1.01;
- UTE Alcon - UG: 3, de 33 MW, no Espírito Santo. CEG: UTE.AI.ES.029150-1.01;
- UTE Codora - UG: 3, de 20 MW, no Goiás. CEG: UTE.AI.GO.030355-0.01;
- UTE Mauá 3 - UG: 3, de 211,65 MW, no Amazonas. CEG: UTE.GN.AM.031888-4.01;
- UFV BJJ 4 - UGs: 1 a 20, total de 20 MW, na Bahia. CEG: UFV.RS.BA.034158-4.01;
- UFV Guimarães 1 - UGs: 1 a 31, total de 31 MW, em Minas Gerais. CEG: UFV.RS.MG.034073-1.01;
- UFV Guimarães 2 - UGs: 1 a 31, total de 31 MW, em Minas Gerais. CEG: UFV.RS.MG.034074-0.01;
- UFV Juazeiro Solar II - UGs: 1 a 14, total de 14 MW, na Bahia. CEG: UFV.RS.BA.033929-6.01;
- UFV Juazeiro Solar III - UGs: 1 a 30, total de 30 MW, na Bahia. CEG: UFV.RS.BA.033930-0.01;
- UFV Juazeiro Solar IV - UGs: 1 a 22, total de 22 MW, na Bahia. CEG: UFV.RS.BA.033931-8.01;
- UFV Juazeiro Solar I - UGs: 1 a 30, total de 30 MW, na Bahia. CEG: UFV.RS.BA.033928-8.01;
- UFV Malta - UGs: 4 e 8, total de 6,8 MW, na Paraíba. CEG: UFV.RS.PB.034086-3.01;
- UEE Delta 5 I - UGs: 1 a 10, total de 27 MW, no Maranhão. CEG: EOL.CV.MA.037976-0.01;
- UEE Delta 5 II - UGs: 7 a 10, total de 10,8 MW, no Maranhão. CEG: EOL.CV.MA.037972-7.01;
- UEE Serra da Babilônia II - UGs: 1 a 12, total de 28,2 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.032462-0.01;
- UEE Serra da Babilônia IX - UGs: 1 a 12, total de 28,2 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.032465-5.01;
- UEE Serra da Babilônia VI - UGs: 1 a 11, total de 25,85 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.032466-3.01;
- UEE Serra da Babilônia VII - UGs: 1 a 12, total de 28,2 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.032467-1.01;
- UEE Serra da Babilônia VIII - UGs: 1 a 12, total de 28,2 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.032468-0.01;
- UEE Serra da Babilônia X - UGs: 1 a 12, total de 28,2 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.032469-8.01;
- UEE Serra da Babilônia XI - UGs: 1 a 12, total de 28,2 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.032470-1.01;
- UEE Serra da Babilônia XII - UGs: 1 a 12, total de 28,2 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.032471-0.01;
- UEE Goiabeira - UGs: 1 a 11, total de 23,1 MW, no Ceará. CEG: EOL.CV.CE.030920-6.01;
- UEE Pitombeira - UGs: 1 a 13, total de 27,3 MW, no Ceará. CEG: EOL.CV.CE.030926-5.01;
- UEE Santa Catarina - UGs: 1 a 9, total de 18,9 MW, no Ceará. CEG: EOL.CV.CE.030924-9.01;
- UEE Ubatuba - UGs: 1 a 6, total de 12,6 MW, no Ceará. CEG: EOL.CV.CE.030918-4.01;
- UEE Ventos De Horizonte - UGs: 1 a 8, total de 16,8 MW, no Ceará. CEG: EOL.CV.CE.030925-7.01;
- UEE Pedra do Reino IV - UGs: 1 a 10, total de 20 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.034777-9.01;
- UEE Aura Lagoa Do Barro 02 - UGs: 1 a 9, total de 27 MW, no Piauí. CEG: EOL.CV.PI.033622-0.01;
- UEE Aura Lagoa Do Barro 03 - UGs: 1 a 9, total de 27 MW, no Piauí. CEG: EOL.CV.PI.033619-0.01;
- UEE Aura Lagoa Do Barro 04 - UGs: 1 a 9, total de 27 MW, no Piauí. CEG: EOL.CV.PI.033620-3.01;
- UEE Aura Lagoa Do Barro 06 - UGs: 1 a 9, total de 27 MW, no Piauí. CEG: EOL.CV.PI.033624-6.01;
- UEE Aura Queimada Nova 03 - UGs: 1 a 3, total de 9 MW, no Piauí. CEG: EOL.CV.PI.033625-4.01;
- UEE Dreen Cutia - UGs: 1 a 11, total de 23,1 MW, no Rio Grande do Norte. CEG: EOL.CV.RN.030701-7.01;
- UEE Dreen Guajiru - UGs: 1 a 10, total de 21 MW, no Rio Grande do Norte. CEG: EOL.CV.RN.030699-1.01;
- UEE Esperança Do Nordeste - UGs: 1 a 13, total de 27,3 MW, no Rio Grande do Norte. CEG: EOL.CV.RN.032354-3.01;
- UEE GE Jangada - UGs: 3 a 13, total de 23,1 MW, no Rio Grande do Norte. CEG: EOL.CV.RN.030700-9.01;



- UEE Potiguar - UGs: 4 a 13, total de 21 MW, no Rio Grande do Norte. CEG: EOL.CV.RN.032356-0.01;
- UEE GE Maria Helena - UGs: 1, 2 e 9 a 13, total de 14,7 MW, no Rio Grande do Norte. CEG: EOL.CV.RN.030702-5.01;
- UEE Campo Largo II - UGs: 1 a 11, total de 29,7 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.034633-0.01;

Tabela 9. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração.

Fonte	Realizado em Dez/2018 (MW)	Acumulado em 2018 (MW)
Eólica	656,65	2.005,45
Eólica (não GD)	656,65	2.005,45
Eólica GD	0,00	0,00
Hidráulica	612,11	3.777,25
CGH GD	0,00	0,00
PCH + CGH	1,00	168,70
UHE	611,11	3.608,55
Solar	184,80	827,62
Solar (não GD)	184,80	827,62
Solar GD	0,00	0,00
Térmica	264,65	593,42
Biomassa	53,00	137,77
Carvão	0,00	0,00
Gás Natural	211,65	443,22
Nuclear	0,00	0,00
Petróleo	0,00	5,92
Térmica GD	0,00	0,00
TOTAL	1.718,21	7.203,73

* Nesta seção estão incluídos todos os empreendimentos de geração cuja entrada em operação comercial foi autorizada por meio de Despacho da ANEEL, para os ambientes de contratação regulada (ACR), livre (ACL), Sistemas Isolados, e que não são apenas para contabilização. Desta forma, a geração distribuída não é contemplada nesta seção.

Fonte dos dados: MME / SEE



7.2. Previsão da Expansão da Geração *

Tabela 10. Previsão da expansão da geração (MW).

Fonte	Previsão ACR 2019 (MW)	Previsão ACR 2020 (MW)
Eólica	341,70	395,40
Eólica (não GD)	341,70	395,40
Eólica GD	0,00	0,00
Hidráulica	5305,61	1399,53
CGH GD	0,00	0,00
PCH + CGH	1809,10	177,31
UHE	3496,51	1222,22
Solar	402,91	122,00
Solar (não GD)	402,91	122,00
Solar GD	0,00	0,00
Térmica	378,00	1937,79
Biomassa	33,00	135,99
Carvão	345,00	0,00
Gás Natural	0,00	1515,64
Nuclear	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00
Petróleo	0,00	286,16
Térmica GD	0,00	0,00
TOTAL	6428,22	3854,71

* Nesta seção estão incluídos os empreendimentos monitorados pelo MME, por meio da SEE/DMSE, que correspondem aos vencedores dos leilões do ACR, com a entrada em operação conforme datas de tendência acordadas nas reuniões do Grupo de Monitoramento da Expansão da Geração, coordenada pela SEE/DMSE, com participação da ANEEL, ONS, CCEE e EPE. Desta forma, a geração distribuída não é contemplada nesta seção.

Fonte dos dados: MME / SEE

7.3. Entrada em Operação de Novas Linhas de Transmissão *

No mês de dezembro entraram em operação 132,0 km de empreendimentos de linhas de transmissão no SIN nas seguintes instalações:

- LT 230 kV Restinga – Viamão 3 C1, com 19,0 km de extensão, da TESB;
- LT 230 kV Linhares – São Mateus 2 C1, com 113,0 km de extensão, da EDP.

O valor negativo apresentado na classe de tensão 800 kV, refere-se à consolidação de dados relativos à LT 800 kV Xingu / Estreito.

Tabela 11. Entrada em operação de novas linhas de transmissão.

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Dez/18 (km)	Acumulado em 2018 (km)
230	132,0	1.715,6
345	0,0	0,0
440	0,0	8,1
500	0,0	2.675,0
600 (CC)	0,0	0,0
750	0,0	0,0
800 (CC)	0,0	-432,0
TOTAL	132,0	3.966,7

* O MME, por meio da SEE/DMSE, monitora os empreendimentos de transmissão autorizados e leiloados.

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS



7.4. Entrada em Operação de Novos Equipamentos em Instalações de Transmissão *

Em relação à expansão da capacidade instalada de transformação nas subestações, no mês de dezembro de 2018, foram adicionados 316 MVA ao sistema de transmissão, com a entrada em operação dos seguintes equipamentos:

- TRs 1 e 2 230/69 kV – 83 MVA cada, na SE Restinga (TESB), no Rio Grande do Sul;
- TR1 230/138 kV – 150 MVA, na SE São Mateus 2 (EDP), no Espírito Santo.

Tabela 12. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão.

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Dez/18 (MVA)	Acumulado em 2018 (MVA)
230	316,0	4.107,0
345	0,0	800,0
440	0,0	450,0
500	0,0	7.704,0
750	0,0	0,0
TOTAL	316,0	13.061,0

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS

No mês de dezembro de 2018, foram incorporados ao SIN três equipamentos de compensação de potência reativa:

- RT 230 kV 20 Mvar, na SE São Mateus 2 (EDP), no Espírito Santo;
- RT 500 kV 270 Mvar, na SE Gilbués II (SJTE), no Piauí;
- RT 500 kV 270 Mvar, na SE São João do Piauí (SJTE), no Piauí.

7.5. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão *

Na previsão da expansão de novas linhas de transmissão, destaca-se a previsão de entrada em operação em 2019 da LT CC 800 kV Xingu – Terminal Rio, o 2º bipolo de transmissão para o escoamento da energia gerada na região Norte e pela UHE Belo Monte, podendo escoar até 4.000 MW.

No caso da expansão da capacidade instalada de transformação destaca-se, também para 2019, a previsão de conclusão da subestação Fernão Dias (2.400 MVA) em São Paulo, para reforço do sistema de transmissão do Sudeste.

Tabela 13. Previsão da expansão de novas linhas de transmissão.

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2019	Previsão 2020	Previsão 2021
230	1.233,5	1.720,0	1.647,8
345	0,0	131,0	150,0
440	0,0	0,0	150,0
500	3.421,8	851,0	3.940,0
600 (CC)	0,0	0,0	0,0
750	0,0	0,0	0,0
800 (CC)	5.096,0	0,0	0,0
TOTAL	9.751,3	2.702,0	5.887,8

Fonte dos dados: MME / SEE



7.6. Previsão da Expansão da Capacidade de Transformação *

Tabela 14. Previsão da expansão da capacidade de transformação.

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2019	Previsão 2020	Previsão 2021
230	4.926,0	4.405,0	5.024,0
345	1.625,0	3.025,0	750,0
440	1.050,0	0,0	1.400,0
500	7.950,0	4.450,0	9.366,0
750	1.730,0	0,0	0,0
TOTAL	17.281,0	11.880,0	16.540,0

Fonte dos dados: MME / SEE

* Nesta seção estão incluídos os empreendimentos monitorados pelo MME, por meio da SEE/DMSE, que correspondem aos outorgados pela ANEEL, com a entrada em operação conforme datas de tendência atualizadas nas reuniões do Grupo de Monitoramento da Expansão da Transmissão, coordenada pela SEE/DMSE, com participação da ANEEL, ONS e EPE.



8. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA **

8.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro

No mês de novembro de 2018, a geração hidráulica correspondeu a 75,6% do total gerado no país, valor 6,6 p.p. superior ao verificado no mês anterior. A participação da geração por fonte eólica na matriz de produção de energia elétrica do Brasil em novembro representou 11,0%, valor 1,2 p.p. superior ao verificado no mês anterior. Já a participação de usinas térmicas na matriz de produção de energia elétrica, em termos globais, representou 12,8%, valor 7,8 p.p. inferior ao verificado no mês anterior.

As fontes renováveis representaram 91,2% da matriz de produção de energia elétrica brasileira em novembro de 2018 (Hidráulica + Biomassa + Eólica + Solar).

Matriz de Produção de Energia Elétrica - Novembro/2018

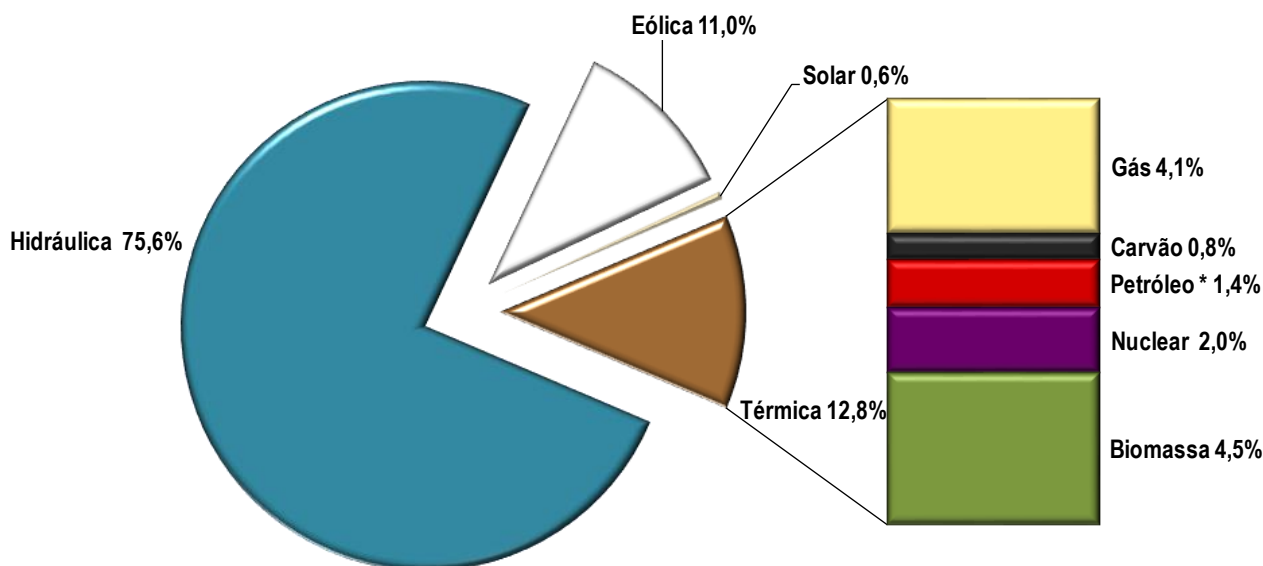


Figura 18. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

* Em Petróleo estão consideradas as usinas a óleo diesel, a óleo combustível e as usinas bicombustíveis.

** A produção acumulada de energia elétrica não inclui a autoprodução.

*** Para elaboração da matriz de produção de energia elétrica no sistema elétrico brasileiro não foi considerada a informação da geração hidráulica dos sistemas isolados, em função da não disponibilização desta informação pelos agentes à CCEE até o fechamento deste Boletim.
Dados contabilizados até novembro de 2018.

Fonte dos dados: CCEE



8.2. Matriz de Produção de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional **

Tabela 15. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.

Fonte	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Nov/17 (GWh)	Out/18 (GWh)	Nov/18 (GWh)	Evolução mensal (Nov/18 / Out/18)	Evolução anual (Nov/18 / Nov/17)	Dez/16-Nov/17 (GWh)	Dez/17-Nov/18 (GWh)	Evolução
Hidráulica	29.262	32.856	35.018	6,6%	19,7%	387.923	396.841	2,3%
Térmica	11.717	9.732	5.820	-40,2%	-50,3%	115.264	105.924	-8,1%
Gás	5.100	3.930	1.874	-52,3%	-63,3%	49.166	42.114	-14,3%
Carvão	1.371	978	359	-63,3%	-73,8%	12.876	12.043	-6,5%
Petróleo *	1.184	562	395	-29,7%	-66,6%	10.729	7.798	-27,3%
Nuclear	1.333	1.297	905	-30,2%	-32,1%	14.047	14.370	2,3%
Outros	289	256	178	-30,5%	-38,3%	3.177	3.060	-3,7%
Biomassa	2.441	2.709	2.108	-22,2%	-13,6%	25.269	26.540	5,0%
Eólica	3.856	4.686	5.079	8,4%	31,7%	40.311	46.738	15,9%
Solar	246	287	270	-5,9%	9,8%	893	2.992	235,1%
TOTAL	45.081	47.561	46.186	-2,9%	2,5%	544.390	552.495	1,5%

* Em Petróleo estão consideradas as usinas a óleo diesel, a óleo combustível e as usinas bicomcombustíveis.

** Os valores de produção incluem geração em teste e estão referenciados ao centro de gravidade. Na geração hidráulica está incluída a produção da UHE Itaipu destinada ao Brasil.

Dados contabilizados até novembro de 2018.

Fonte dos dados: CCEE

8.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados

Quanto à produção de energia elétrica nos sistemas isolados, destaca-se o aumento expressivo da participação da Biomassa no período acumulado entre dezembro de 2017 e novembro de 2018 frente ao período entre dezembro de 2016 e novembro de 2017, devido à entrada em operação da UTE BK Energia LTDA no estado de Amazonas.

Tabela 16. Matriz de produção de energia elétrica nos sistemas isolados.

Fonte Térmica	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Nov/17 (GWh)	Out/18 (GWh)	Nov/18 (GWh)	Evolução mensal (Nov/18 / Out/18)	Evolução anual (Nov/18 / Nov/17)	Dez/16-Nov/17 (GWh)	Dez/17-Nov/18 (GWh)	Evolução
Gás	5	5	5	-11,6%	4,6%	54	55	3,5%
Petróleo *	250	323	275	-14,8%	10,1%	2.648	2.979	12,5%
Biomassa	4	4	4	-4,1%	10,0%	26	47	83,7%
TOTAL	258	333	284	-14,58%	10,0%	2.727	3.082	13,0%

Para os meses de dezembro/2017 a novembro/2018, a informação do montante de geração hidráulica dos sistemas isolados não foi disponibilizada pelos agentes à CCEE até o fechamento deste Boletim (PCH Jatapu). Destaca-se que estas informações referentes aos sistemas isolados passaram a ser disponibilizadas ao MME pela CCEE, e não mais pela Eletrobras, em atendimento ao disposto no Decreto nº 9.047/2017.

Dados contabilizados até novembro de 2018.

Fonte dos dados: CCEE



8.4. Geração Eólica*

No mês de novembro de 2018, o fator de capacidade médio das usinas eólicas das regiões Norte e Nordeste aumentou 2,2 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 52,0%, com total de 6.033 MWmédios de geração verificada no mês. Em relação ao acumulado nos últimos 12 meses, houve decréscimo de 0,5 p.p. no fator de capacidade médio da região Nordeste em relação ao verificado nos 12 meses anteriores, atingindo 43,2%.

O fator de capacidade médio das usinas eólicas do Sul em novembro de 2018 aumentou 5,0 p.p. em relação ao mês anterior, atingindo 41,0%, com total de geração verificada no mês de 837 MWmédios. Em relação ao acumulado nos últimos 12 meses, houve acréscimo de 0,4 p.p. no fator de capacidade médio da região Sul em comparação ao desempenho dos 12 meses anteriores, atingindo 33,4%.

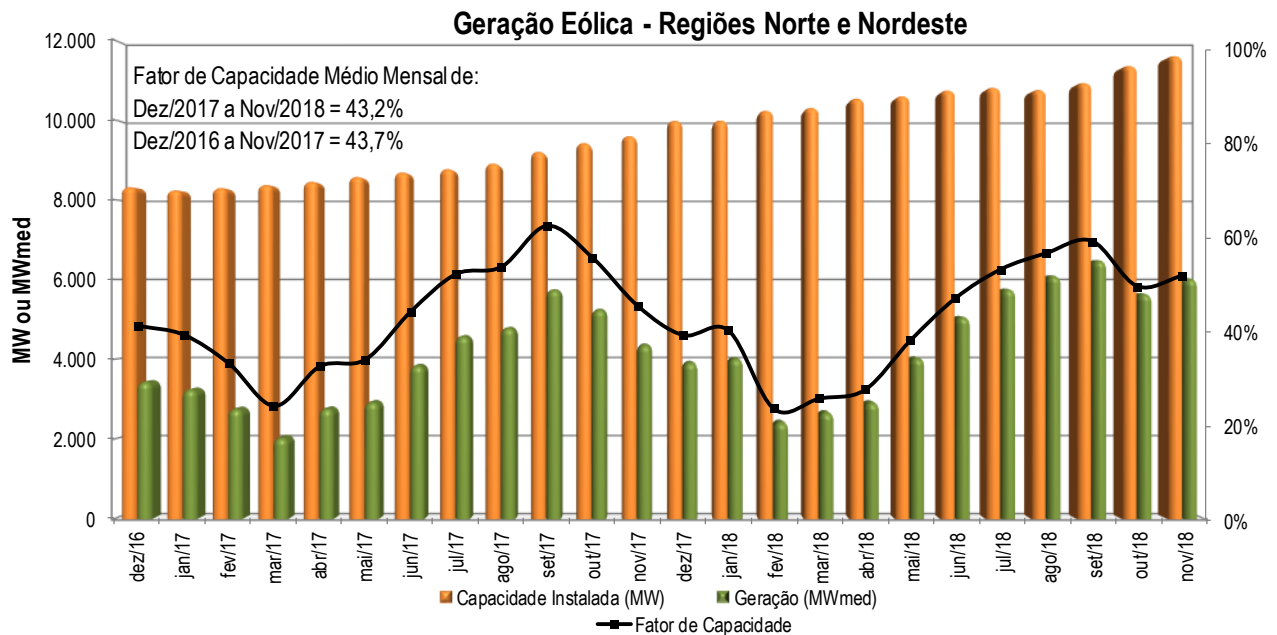


Figura 19. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Norte e do Nordeste.

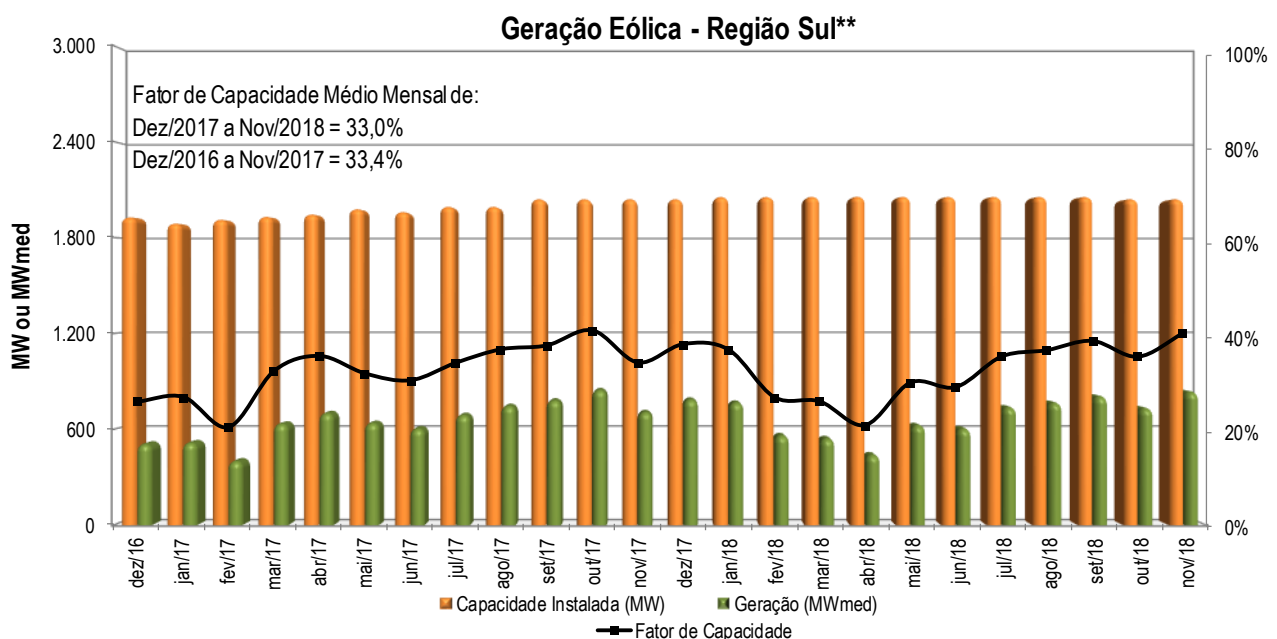


Figura 20. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

* Os valores de geração verificada apresentados não incluem geração em teste e estão referenciados ao centro de gravidade. Revogações e Suspensões de Operação Comercial de Unidades Geradoras são abatidas da Capacidade Instalada apresentada.

** Incluída a UEE Gargaú, com 28 MW, situada na Região Sudeste.

Dados contabilizados até novembro de 2018.

Fonte dos dados: CCEE



9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO

Os Custos Marginais de Operação – CMO médios semanais variaram entre R\$ 1,90 / MWh e R\$ 169,50 / MWh em todos os subsistemas. Nas duas primeiras semanas operativas do mês de dezembro, os CMO equalizaram em todos os subsistemas devido ao não atingimento dos limites de intercâmbio entre os subsistemas. A partir da segunda quinzena do mês houve queda do CMO do Norte devido ao aumento das chuvas na região. Na última semana operativa do mês, os CMOs do Norte e do Nordeste equalizaram-se devido a alterações nas defluências das usinas do Rio São Francisco.

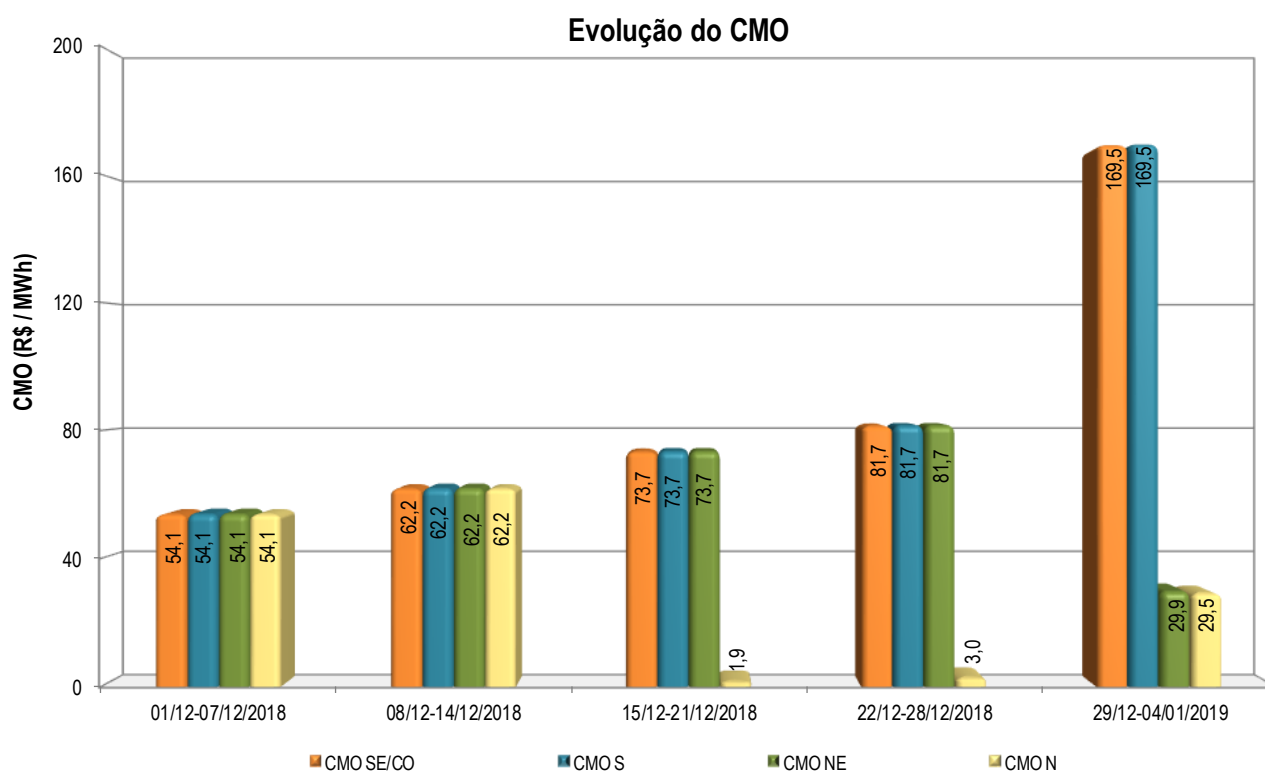


Figura 21. Evolução do CMO verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS

10. ENCARGOS SETORIAIS

O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em novembro de 2018 foi de R\$ 199,9 milhões, montante superior ao dispendido no mês anterior (R\$ 173,3 milhões).

O total de encargos pagos no mês é composto por R\$ 111,4 milhões referentes ao encargo Restrição de Operação, que está relacionado principalmente ao despacho por Razões Elétricas das usinas térmicas do SIN; por R\$ 53 milhões referentes ao encargo Serviços Ancilares, que está relacionado à remuneração pela prestação de serviços ao sistema como fornecimento de energia reativa por unidades geradoras solicitadas a operar como compensador síncrono, Controle Automático de Geração – CAG, autorrestabelecimento (*black-start*) e Sistemas Especiais de Proteção – SEP; em novembro de 2018 não houve geração de encargo por Segurança Energética, que está relacionado ao despacho adicional de geração térmica para garantia do suprimento energético, autorizado pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, bem como não houve geração de Encargo por Deslocamento Hidráulico, que está relacionado ao ressarcimento fornecido às usinas hidrelétricas devido à redução da geração motivada pelo acionamento de térmicas fora da ordem de mérito de custo ou pela importação de energia elétrica não considerada no Programa Mensal de Operação – PMO e na formação de preço. A partir de outubro de 2018, foi instituída a cobrança de encargo por Reserva operativa, que está relacionado à prestação do serviço ancilar de despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa, com vistas a minimizar o custo operacional total do sistema elétrico na



respectiva semana operativa e respeitar as restrições operativas para que o nível de segurança requerido seja atendido. Em novembro de 2018, o montante dispendido em relação a esse encargo foi de R\$ 35,5 milhões

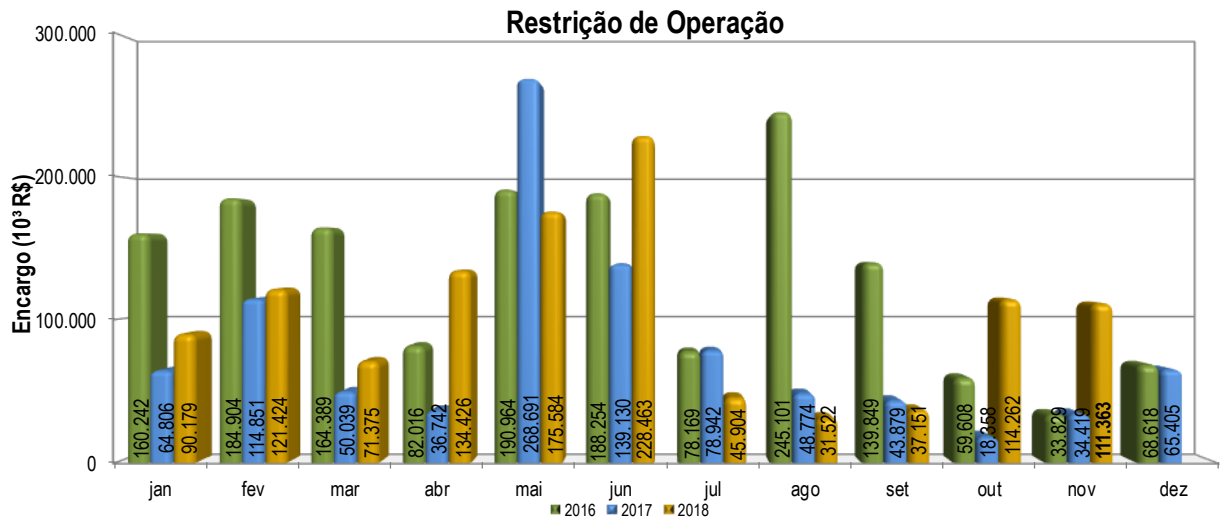


Figura 22. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.

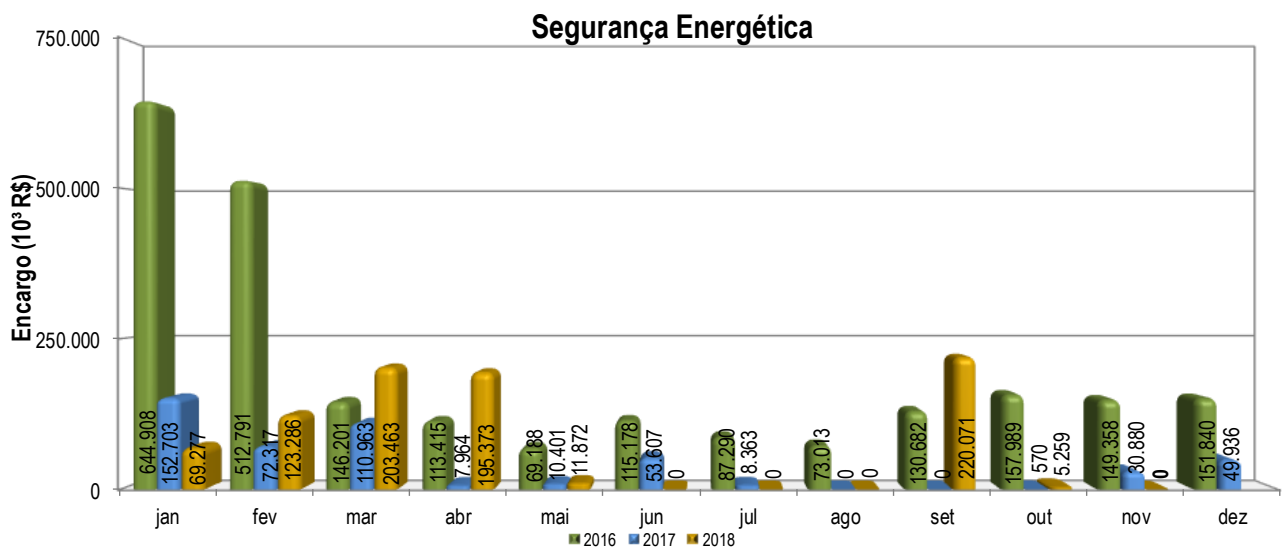


Figura 23. Encargos Setoriais: Segurança Energética.

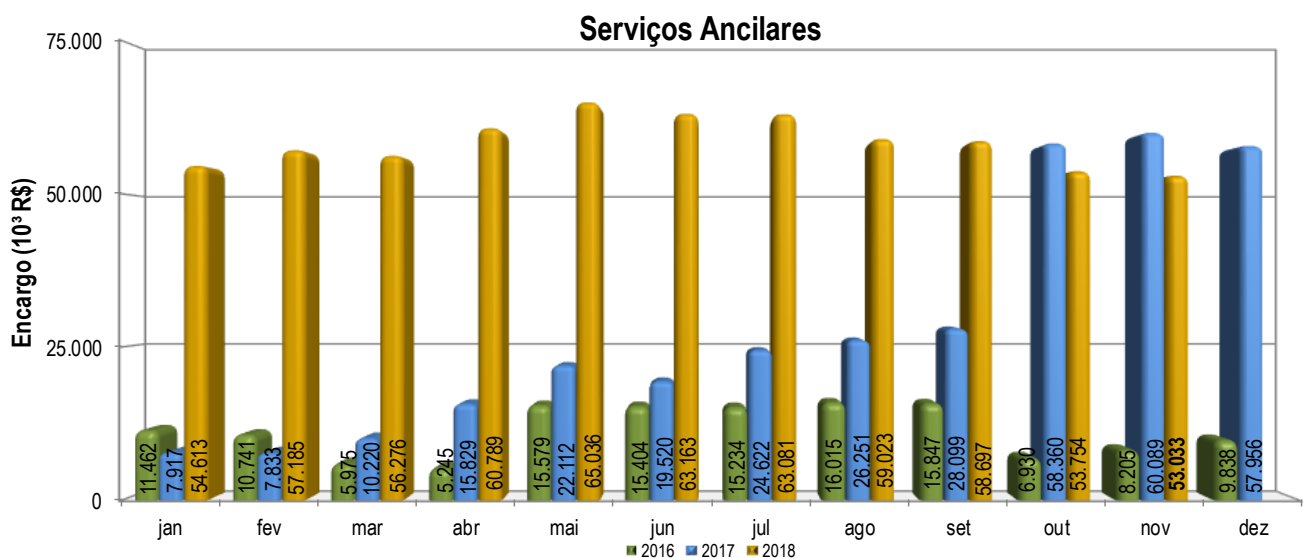


Figura 24. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.

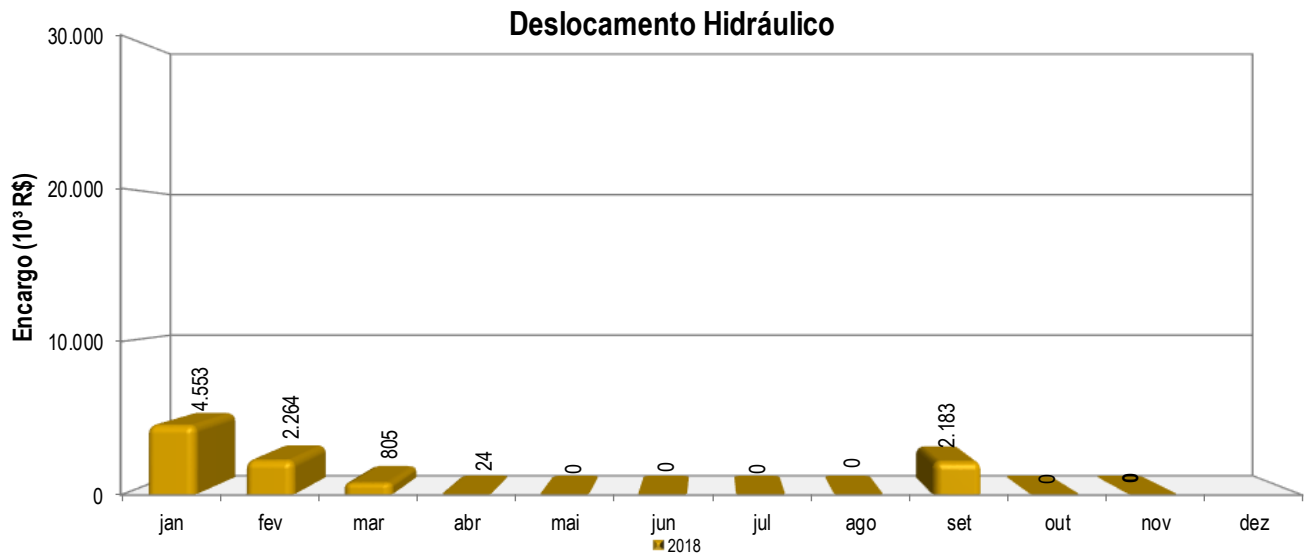


Figura 25. Encargos Setoriais: Deslocamento Hidráulico.

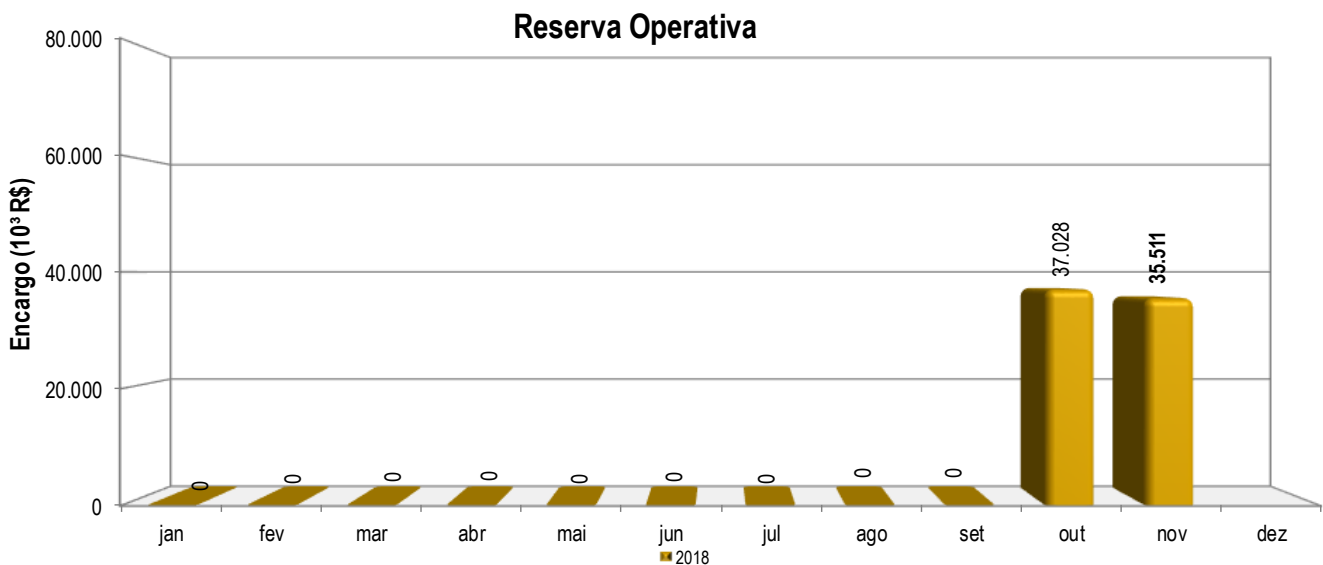


Figura 266. Encargos Setoriais: Reserva Operativa.

Dados contabilizados / recontabilizados até novembro de 2018.

Fonte dos dados: CCEE

11. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de dezembro de 2018, o número de ocorrências e o montante de carga interrompida foram inferiores aos verificados no mesmo mês de 2017. Os principais desligamentos do mês estão destacados abaixo:

- **Dia 04 de Dezembro, às 19h25min:** Desligamento automático da transformação 230/69 kV da SE Sobral II. Houve interrupção de **260 MW** de cargas da Enel no Ceará. Causa: curto-circuito provocado por uma falha localizada no setor de 69 kV devido a rompimento e queda do pulo de conexão em chave seccionadora;
- **Dia 09 de dezembro, às 13h09min:** Desligamento automático da LT 230 kV Utinga / Castanhal. Houve interrupção de **114 MW** de cargas, da Celpa no Pará. Causa: curto-circuito monofásico, envolvendo a fase B, provocado por causa indeterminada;

No Estado de Roraima, não interligado ao SIN, houve três desligamentos com interrupção total das cargas da capital Boa Vista, nos dias 04, 11 e 15 de dezembro, sendo dois desligamentos ocorridos devido à interrupção em linhas de transmissão operadas pela Corpoelec (Venezuela).



11.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro *

Tabela 17. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências.

Carga Interrompida no SEB (MW)														
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2018 Jan-Dez	2017 Jan-Dez
SIN**	2.655	0	20.528	0	0	0	0	0	0	0	0	0	23.183	0
S	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	874
SE/CO	0	432	625	0	0	0	0	136	133	114	0	0	1.440	3.735
NE	0	162	378	0	206	0	0	267	0	0	492	0	1.505	4.292
N	0	227	256	0	0	170	366	0	167	1.884	0	374	3.444	8.311
Isolados	323	295	1.092	312	241	554	1.383	1.366	2.355	1.565	798	383	10.666	4.477
TOTAL	2.978	1.116	22.879	312	447	724	1.749	1.769	2.655	3.563	1.290	756	40.237	21.689

Tabela 18. Evolução do número de ocorrências.

Número de Ocorrências														
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2018 Jan-Dez	2017 Jan-Dez
SIN**	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0
S	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3
SE/CO	0	2	2	0	0	0	0	1	1	1	0	0	7	13
NE	0	1	2	0	1	0	0	1	0	0	3	0	8	19
N	0	1	1	0	0	1	1	0	1	1	0	2	8	23
Isolados	2	2	8	2	2	5	14	10	21	9	6	3	84	34
TOTAL	3	6	14	2	3	6	15	12	23	11	9	5	109	92

Ocorrências no SEB

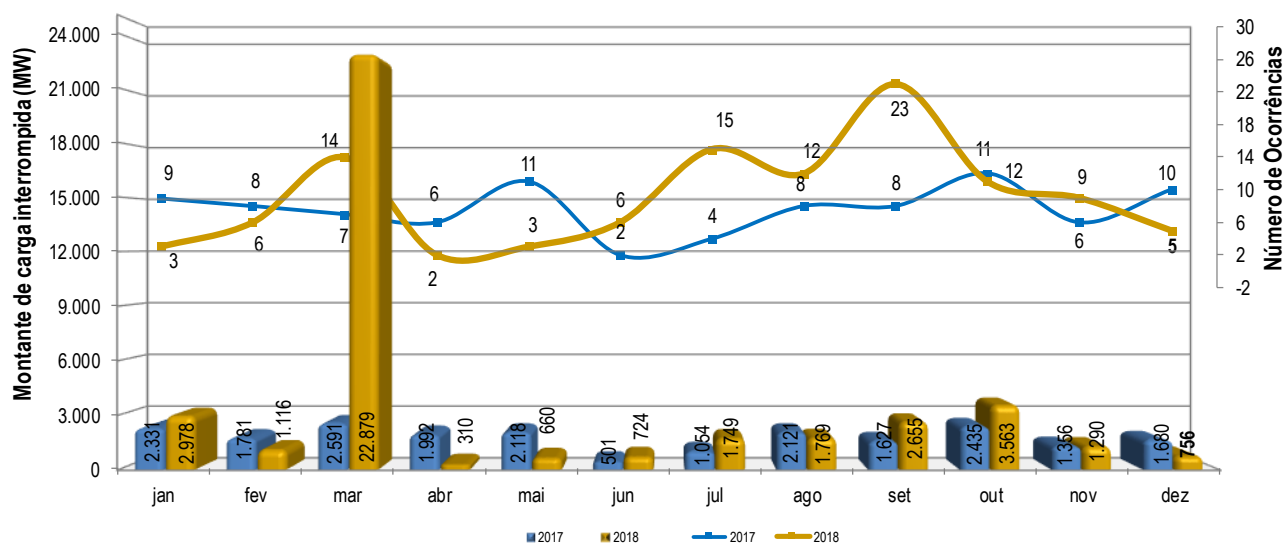


Figura 27. Ocorrências no SEB: montante de carga interrompida e número de ocorrências.

* Critério para seleção das interrupções: corte de carga ≥ 100 MW por tempo ≥ 10 min para ocorrências no SIN e corte de carga ≥ 100 MW nos sistemas isolados.

** Perda de carga simultânea em mais de uma região.

Fonte dos dados: ONS / EDRR / Eletronorte



11.2. Indicadores de Continuidade *

Tabela 19. Evolução do DEC em 2018.

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (h) - DEC - 2018														
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano **	Limite Ano
Brasil	1,46	1,12	1,49	0,95	0,82	0,74	0,75	0,87	0,93	1,09	1,12		11,33	12,72
S	1,30	0,84	1,14	0,72	0,79	0,86	0,79	0,88	0,99	1,08	1,21		10,60	10,96
SE	1,02	0,73	0,91	0,55	0,51	0,46	0,51	0,59	0,61	0,75	0,82		7,47	8,79
CO	2,60	1,97	2,44	1,46	1,13	0,74	0,84	1,18	1,59	2,07	1,83		17,84	14,71
NE	1,55	1,42	1,97	1,27	1,02	0,84	0,81	0,84	0,85	0,99	1,00		12,56	14,65
N	3,12	2,25	3,26	2,25	1,87	1,99	1,99	2,46	2,40	2,66	2,52		26,76	33,85

Tabela 20. Evolução do FEC em 2018.

Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (nº de interrupções) - FEC - 2018														
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano **	Limite Ano
Brasil	0,78	0,61	0,80	0,50	0,47	0,45	0,48	0,53	0,54	0,63	0,63		6,40	9,52
S	0,74	0,51	0,64	0,41	0,46	0,46	0,46	0,52	0,51	0,63	0,70		6,05	8,55
SE	0,56	0,41	0,51	0,30	0,29	0,30	0,32	0,36	0,38	0,44	0,44		4,32	6,56
CO	1,35	1,04	1,38	0,75	0,63	0,55	0,66	0,71	0,80	1,04	0,86		9,76	11,84
NE	0,77	0,68	0,90	0,59	0,53	0,43	0,41	0,50	0,44	0,56	0,59		6,41	9,60
N	1,75	1,44	2,17	1,46	1,24	1,36	1,61	1,56	1,72	1,71	1,54		17,57	29,18

*Conforme Procedimentos de Distribuição – PRODIST. **Nos valores de DEC e FEC acumulados são ajustadas as variações mensais do número de unidades consumidoras.

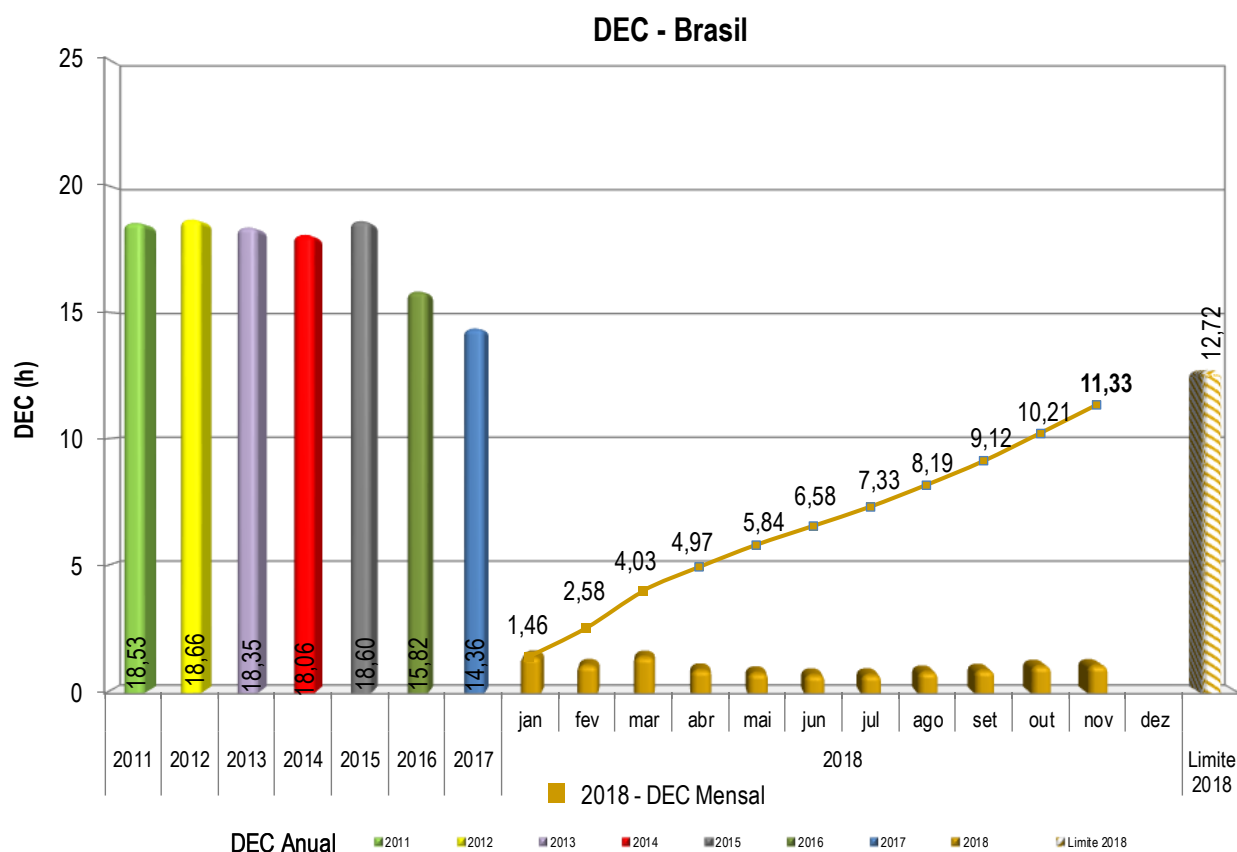


Figura 28. DEC do Brasil.

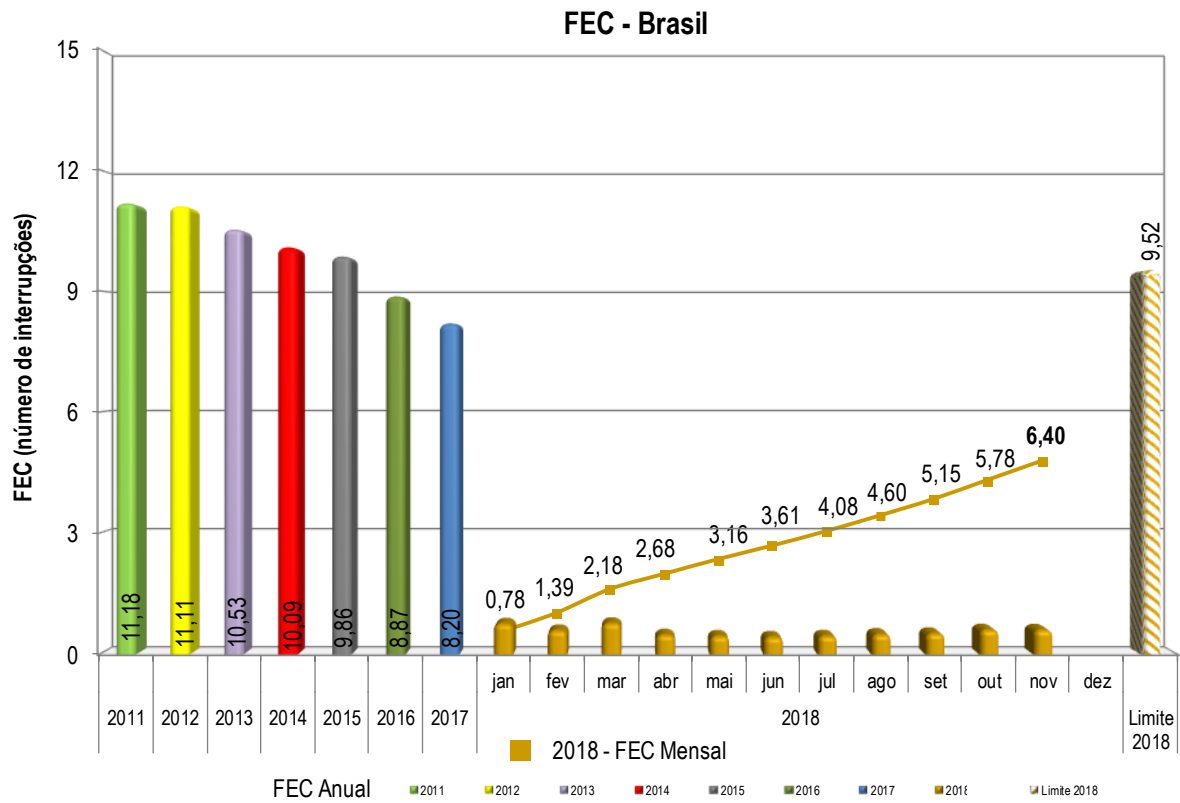


Figura 29. FEC do Brasil.

Dados contabilizados até novembro de 2018 e sujeitos a alteração pela ANEEL.

Fonte dos dados: ANEEL



GLOSSÁRIO

ACL – Ambiente de Contratação Livre	MLT - Média de Longo Termo
ACR – Ambiente de Contratação Regulada	MME - Ministério Minas e Energia
ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica	Mvar - Megavolt-ampère-reativo
BIG – Banco de Informações de Geração	MW - Megawatt (10^6 W)
CAG – Controle Automático de Geração	MWh – Megawatt-hora (10^6 Wh)
CC - Corrente Contínua	MWmês – Megawatt-mês (10^6 Wmês)
CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica	N - Norte
CEG – Código Único de Empreendimentos de Geração	NE - Nordeste
CER - Contrato de Energia de Reserva	NUCR - Número de Unidades Consumidoras Residenciais
CGH – Central Geradora Hidrelétrica	NUCT - Número de Unidades Consumidoras Totais
CMO – Custo Marginal de Operação	OC1A – Óleo Combustível com Alto Teor de Enxofre
CO - Centro-Oeste	OCTE – Óleo Leve para Turbina Elétrica
CUST – Contrato de Uso do Sistema de Transmissão	ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico
CVaR – <i>Conditional Value at Risk</i>	OPGE – Óleo Combustível para Geração Elétrica
DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	PCH - Pequena Central Hidrelétrica
DMSE - Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico	PIE - Produtor Independente de Energia
EAR – Energia Armazenada	PMO - Programa Mensal de Operação
ENA - Energia Natural Afluente Energético	Proinfra - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
EPE - Empresa de Pesquisa Energética	S - Sul
ERAC - Esquema Regional de Alívio de Carga	SE - Sudeste
ESS - Encargo de Serviço de Sistema	SEB - Sistema Elétrico Brasileiro
FC - Fator de Carga	SEE - Secretaria de Energia Elétrica
FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	SEP – Sistemas Especiais de Proteção
GD - Geração Distribuída	SI - Sistemas Isolados
GE - Garantia de Suprimento Energético	SIN - Sistema Interligado Nacional
GNL - Gás Natural Liquefeito	SPE - Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético
GTON - Grupo Técnico Operacional da Região Norte	UEE - Usina Eólica
GW - Gigawatt (10^9 W)	UHE - Usina Hidrelétrica
GWh – Gigawatt-hora (10^9 Wh)	UNE - Usina Nuclear
h - Hora	UTE - Usina Termelétrica
Hz - Hertz	VU - Volume Útil
km - Quilômetro	ZCAS – Zona de Convergência do Atlântico Sul
kV – Quilovolt (10^3 V)	ZCOU – Zona de Convergência de Umidade