

Ministério de Minas e Energia
Secretaria de Energia Elétrica | Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico



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

Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Maio / 2019





Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Maio / 2019

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Bento Albuquerque

Secretário-Executivo

Marisete Fátima Dadald Pereira

Secretário de Energia Elétrica

Ricardo de Abreu Sampaio Cyrino

Diretor do Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico

Guilherme Silva de Godoi

Equipe Técnica

Igor Souza Ribeiro (Coordenação)

Bianca Maria Matos de Alencar Braga

Eduardo Vinicius Acunha Xavier

João Daniel de Andrade Cascalho

Jorge Portella Duarte

Jovelino Caetano Braz Junior

Juliana Oliveira do Nascimento

Luis Felipe Marcelino Nolasco

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 Afluyente 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..... | 16 |
| 7.3. Entrada em Operação de Novas Linhas de Transmissão | 17 |
| 7.4. Entrada em Operação de Novos Equipamentos em Instalações de Transmissão..... | 17 |
| 7.5. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão | 18 |
| 7.6. Previsão da Expansão da Capacidade de Transformação | 18 |
| 8. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA..... | 19 |
| 8.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro | 19 |
| 8.2. Matriz de Produção de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional..... | 20 |
| 8.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados | 20 |
| 8.4. Geração Eólica | 21 |
| 9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO | 22 |
| 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 maio de 2019 – 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..... | 19 |
| Figura 19. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Norte e do Nordeste..... | 21 |
| Figura 20. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul..... | 21 |
| Figura 21. Evolução do CMO verificado no mês..... | 22 |
| Figura 22. Encargos Setoriais: Restrição de Operação..... | 23 |
| Figura 23. Encargos Setoriais: Segurança Energética..... | 24 |
| Figura 24. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares..... | 24 |
| Figura 25. Encargos Setoriais: Deslocamento Hidráulico..... | 24 |
| Figura 26. Encargos Setoriais: Reserva Operativa..... | 25 |
| Figura 27. Encargos Setoriais: Importação de energia..... | 25 |
| Figura 28. Ocorrências no SEB: montante de carga interrompida e número de ocorrências..... | 27 |
| Figura 29. DEC do Brasil..... | 28 |
| Figura 30. 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..... | 15 |
| Tabela 10. Previsão da expansão da geração (MW). | 16 |
| Tabela 11. Entrada em operação de novas linhas de transmissão. | 17 |
| Tabela 12. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão. | 17 |
| Tabela 13. Previsão da expansão de novas linhas de transmissão. | 18 |
| Tabela 14. Previsão da expansão da capacidade de transformação. | 18 |
| Tabela 15. Matriz de produção de energia elétrica no SIN..... | 20 |
| Tabela 16. Matriz de produção de energia elétrica nos sistemas isolados. | 20 |
| 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 2019. | 27 |
| Tabela 20. Evolução do FEC em 2019..... | 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: 97% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 160% MLT no Sul, 55% MLT no Nordeste e 91% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 93% MLT, 142% MLT, 54% MLT e 70% MLT, respectivamente.

Energia Armazenada: Em relação aos percentuais de energia armazenada nos reservatórios equivalentes dos subsistemas, observou-se replecionamento dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Norte de 2,1 p.p., 30,0 p.p. e 2,9 p.p. respectivamente.

MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA: Em abril de 2019, o consumo de energia elétrica atingiu 49.835 GWh, considerando autoprodução e perdas, representando acréscimo de 2,3% em relação ao consumo de abril de 2018. As classes residencial, industrial, comercial e rural apresentaram um decréscimo de 1,9%, 6,0%, 1,5 e 1,3%, respectivamente, em relação ao mês de abril de 2018.

CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO: No mês de maio de 2019, a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 165.879 MW, considerando também as informações referentes à geração distribuída - GD. Em comparação ao mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo de 6.219 MW.

EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO: No mês de maio entraram em operação 175 km de linhas de transmissão e 8,3 MVA de capacidade de transformação. Em relação à capacidade instalada de geração, foram acrescentados 825 MW no mês de maio, com destaque para a entrada em operação da UG 13 da UHE Belo Monte com 611 MW e da UG 2 da UHE Colíder, com 100 MW.

PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: No mês de abril as energias renováveis representaram 89,9% da matriz de produção de energia elétrica brasileira.

ENCARGOS SETORIAIS: O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em abril de 2019 foi de R\$ 356,5 milhões, montante superior ao dispendido no mês anterior (R\$ 256,9 milhões).

Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro: Em maio de 2019, foram verificadas 13 ocorrências no sistema elétrico brasileiro com interrupção de cargas superior a 100 MW por mais de dez minutos, totalizando 1.898 MW de corte de carga. Dessas, dez foram no estado de Roraima, não interligado ao SIN, totalizando 1.241 MW de cargas interrompidas.

CMSE: No dia 8 de maio de 2019 foi realizada a 218ª Reunião (Ordinária) do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE. Na ocasião, a Secretaria de Energia Elétrica – SEE apresentou que a expansão do sistema, até o dia 8 de maio de 2019, totalizou 1.489 MW de capacidade instalada de geração e 1.905 km de linhas de transmissão. As Atas das referidas reuniões estão disponíveis em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cmse/atas-cmse-2019>.

As informações apresentadas neste Boletim referem-se a dados consolidados até o dia 31 de maio de 2019, 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: 97% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 160% MLT no Sul, 55% MLT no Nordeste e 91% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 93% MLT, 142% MLT, 54% MLT e 70% MLT, respectivamente.

No mês de maio, as temperaturas mínimas e máximas ficaram em torno ou acima da média em todas as regiões do país. Além disso, predominou no país cenário de chuvas em torno da média nas principais bacias do SIN. Nas bacias dos rios Tietê e Paraguai, foram registradas precipitações significativamente abaixo da média.

2.1. Anomalia de Precipitação no Mês – Brasil

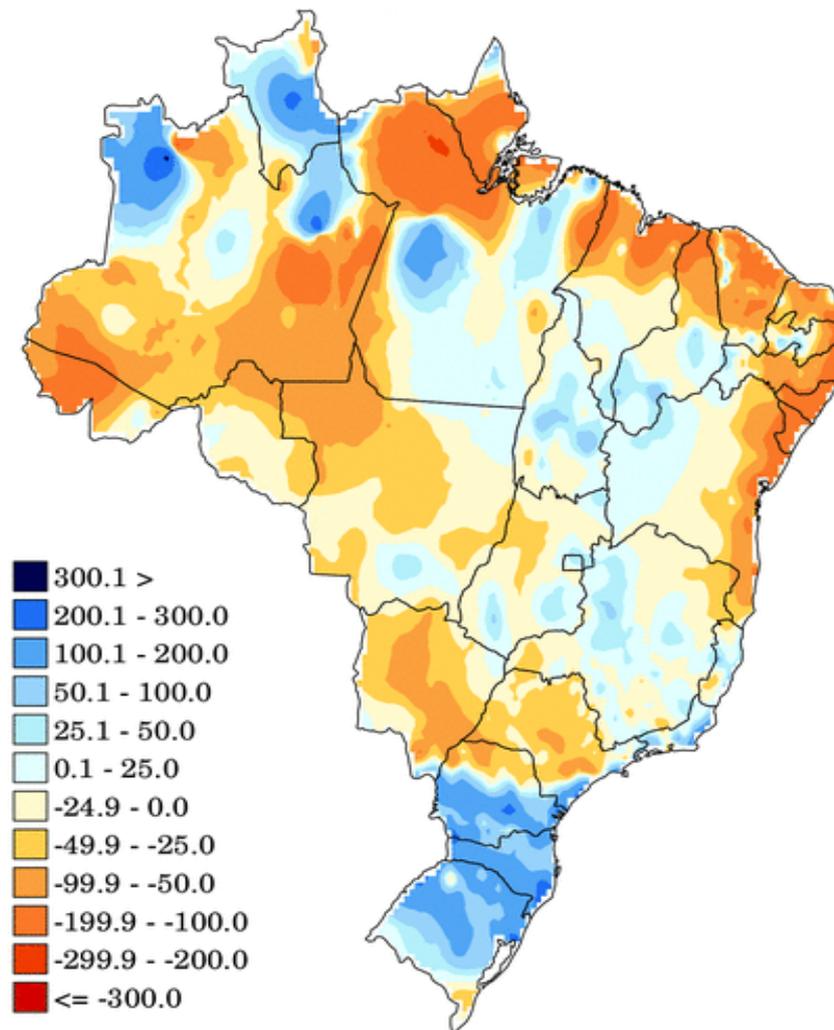


Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de maio de 2019 – Brasil.

Os totais de precipitação por bacia hidrográfica podem ser acessados no site: <http://energia1.cptec.inpe.br/>

Fonte: CPTEC/INPE



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

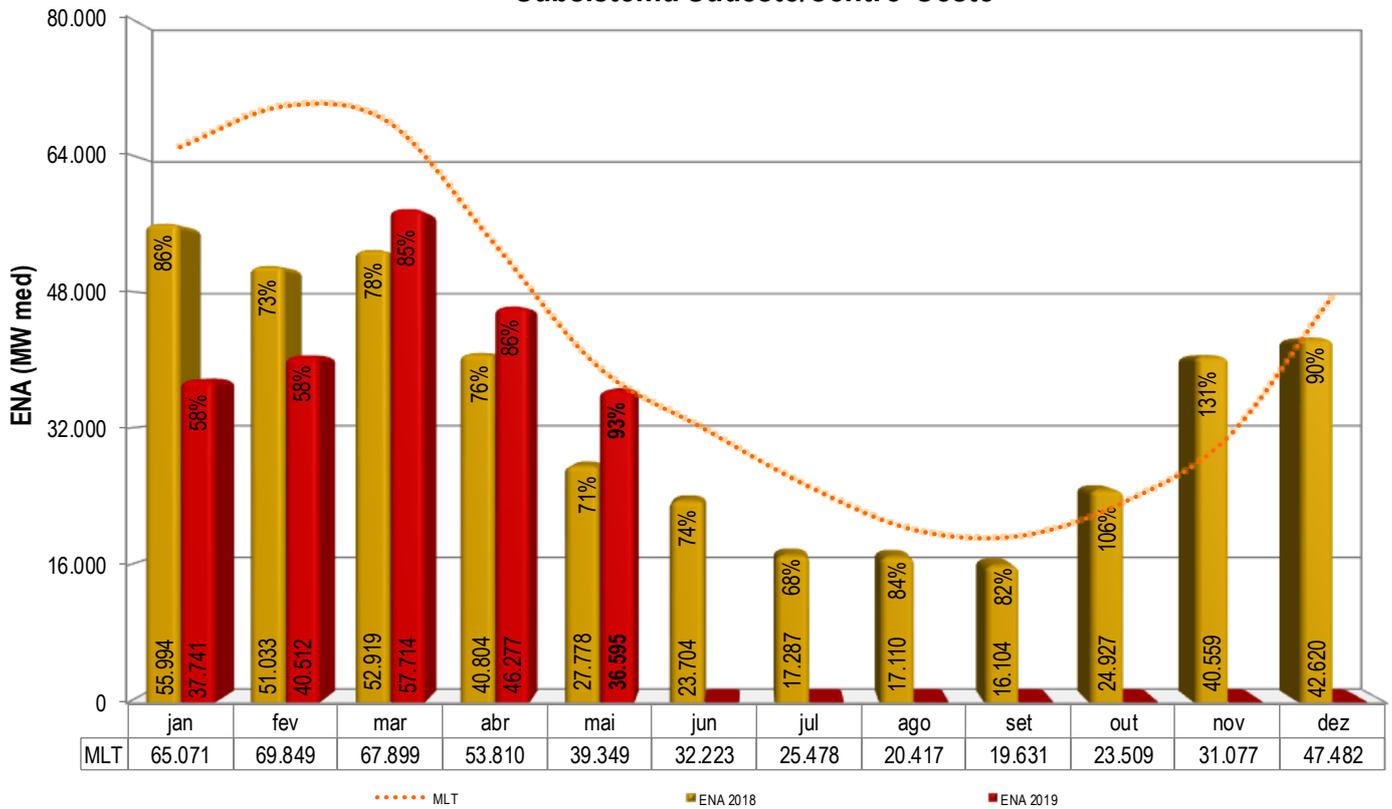


Figura 2. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Subsistema Sul

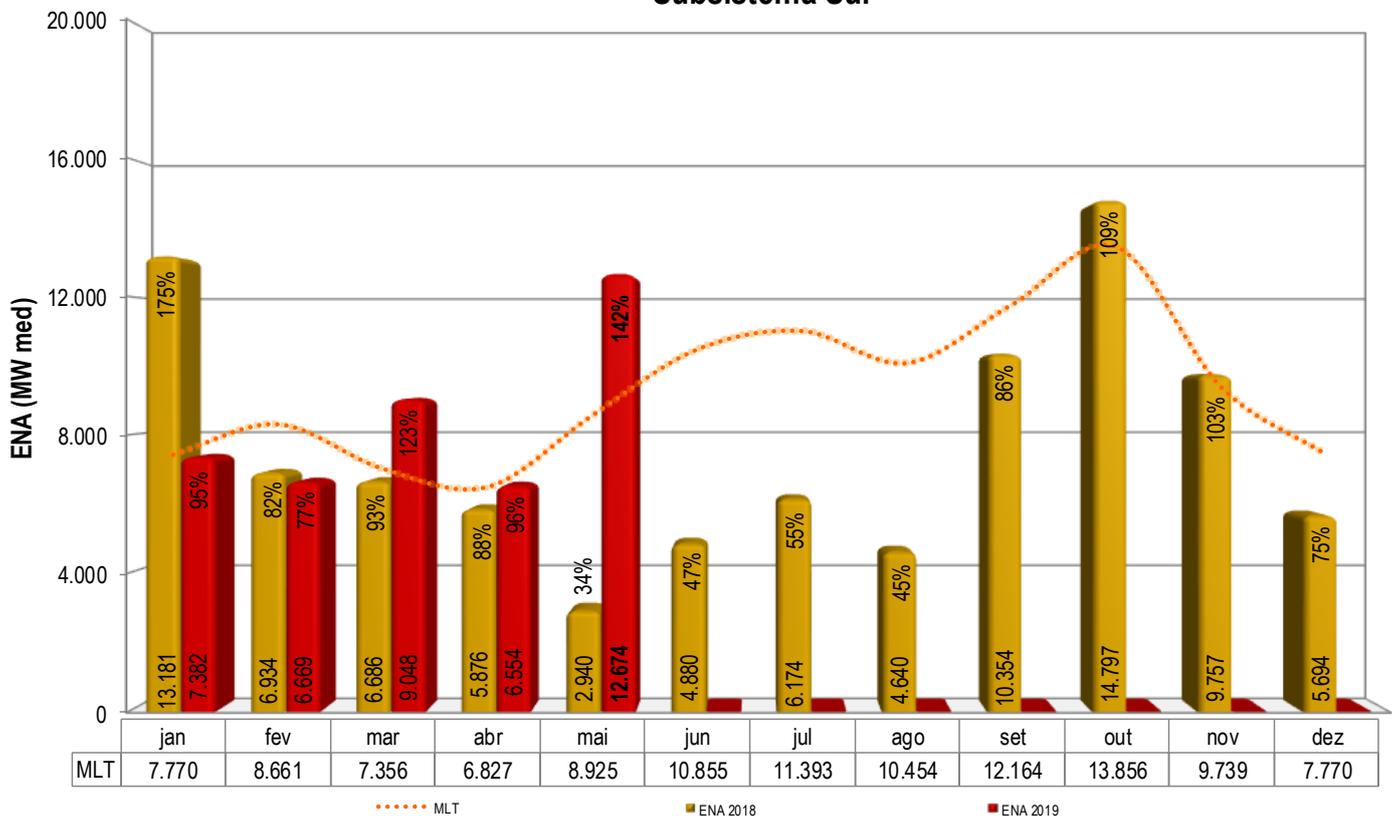


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS

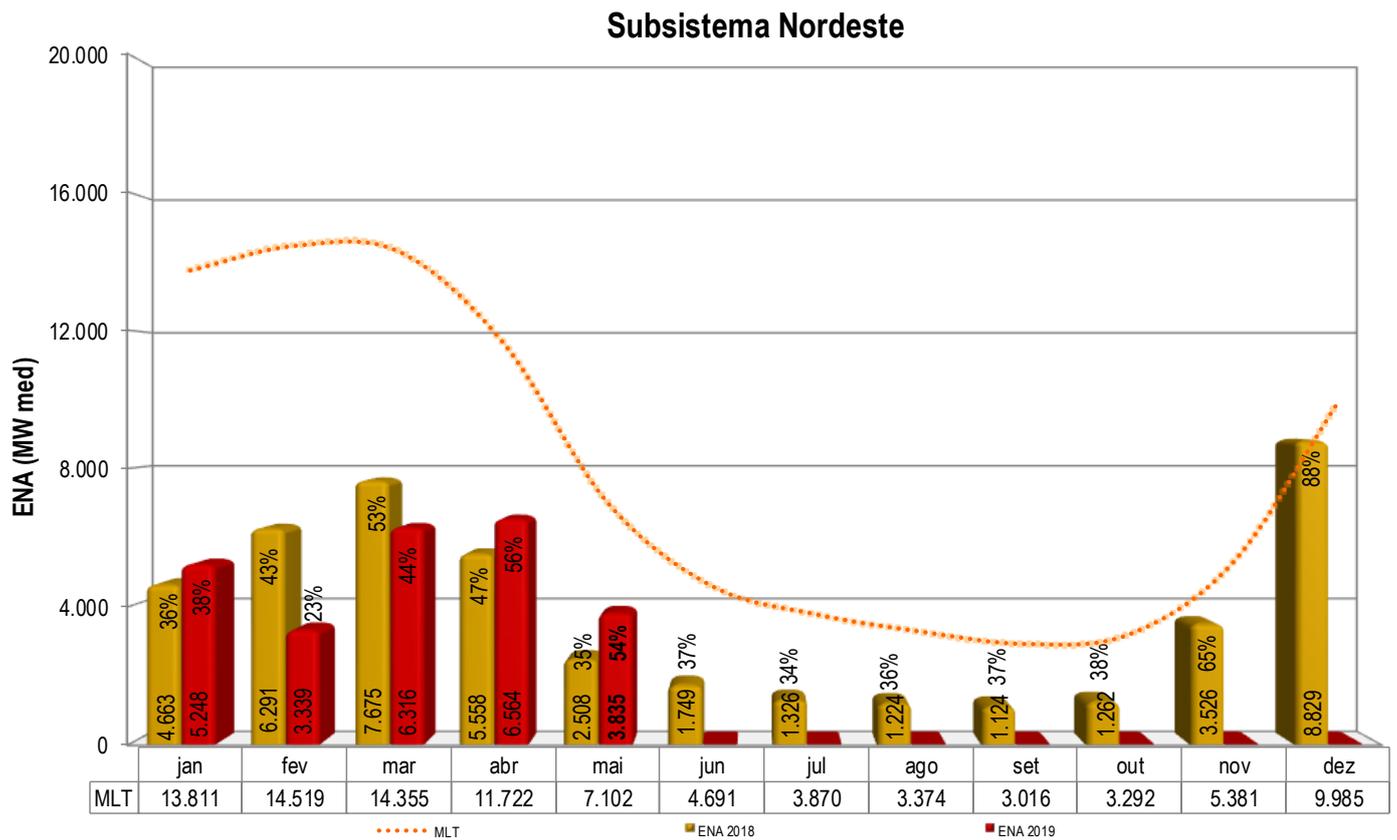


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

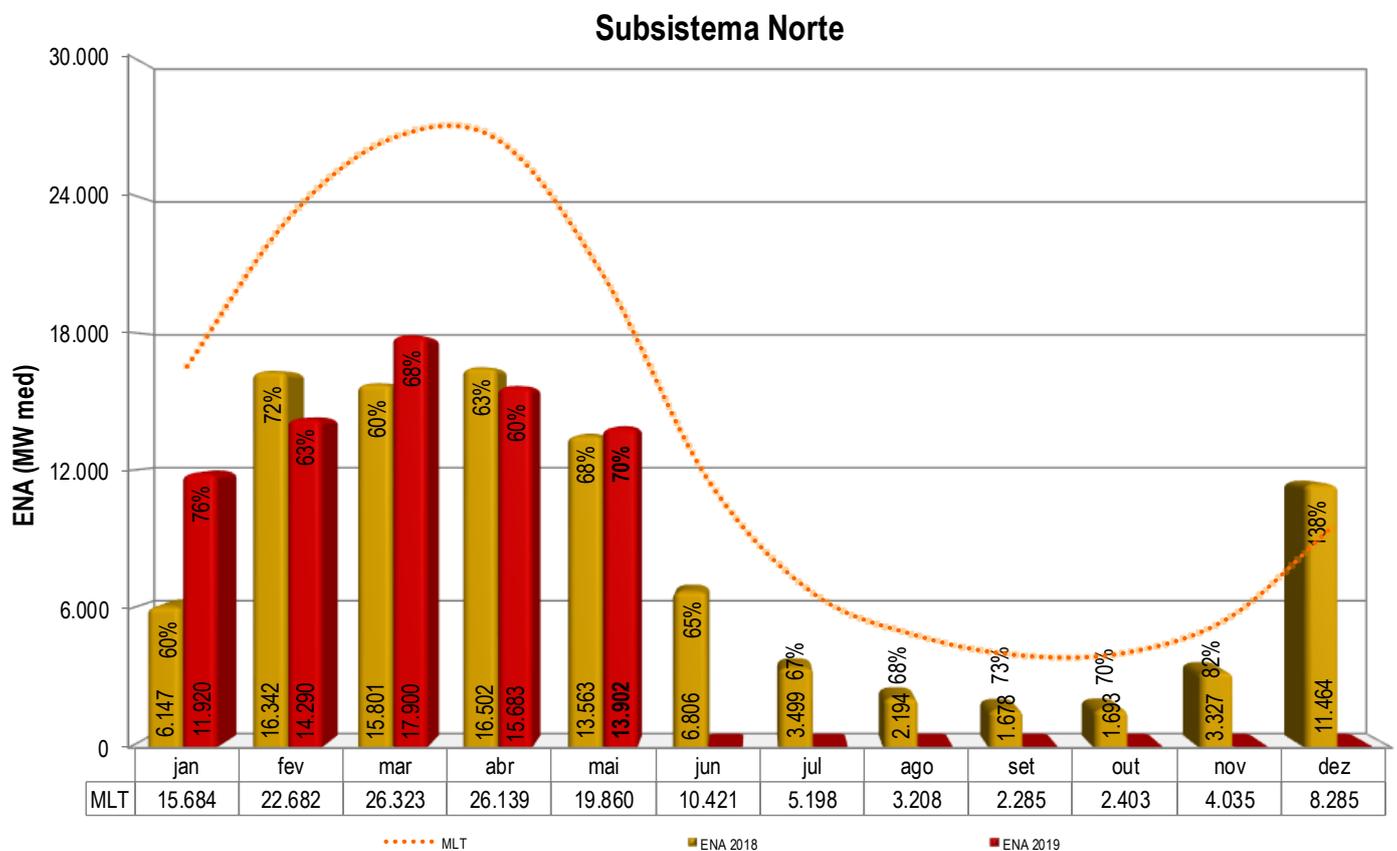


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



2.3. Energia Armazenada

Durante o mês de maio de 2019, houve replecionamento dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Norte de 2,1 p.p., 30,0 p.p. e 2,9 p.p. respectivamente. O subsistema Nordeste não apresentou variação.

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.

| Subsistema | Energia Armazenada no Final de Abril (% EAR) | Energia Armazenada no Final de Maio (% EAR) | Capacidade Máxima (MWMês) | % EAR do Total Armazenado |
|----------------------|----------------------------------------------|---------------------------------------------|---------------------------|---------------------------|
| Sudeste/Centro-Oeste | 45,1 | 47,2 | 203.285 | 64,9 |
| Sul | 43,4 | 73,4 | 20.581 | 6,3 |
| Nordeste | 57,9 | 57,9 | 51.831 | 21,2 |
| Norte | 70,8 | 73,7 | 15.046 | 7,5 |
| TOTAL | TOTAL | TOTAL | 290.743 | 100,0 |

Em função de restrições ambientais vinculadas à época de Piracema, foi evitada a manobra de unidades geradoras na UHE Belo Monte.

A coordenação hidráulica das usinas da bacia do rio São Francisco foi efetuada conforme orientações do Grupo de Acompanhamento da Operação dos Reservatórios do Rio São Francisco, coordenado pela Agência Nacional de Águas – ANA, sendo o intercâmbio de energia e as gerações eólica e térmica locais responsáveis pelo fechamento do balanço energético da região Nordeste. O nível de armazenamento ao final do mês de maio de 2019 foi de 47,6% na UHE Sobradinho. Na UHE Três Marias, o nível de armazenamento ao final de maio de 2019 foi de 83,1%, o que indica o melhor nível de armazenamento desde 2012.

Com relação aos principais reservatórios do SIN, que apresentaram deplecionamento em relação ao mês anterior, destacam-se os reservatórios da UHE Ilha Solteira (-19,6 p.p.) e da UHE Sobradinho (-1,2 p.p.). Em relação aos reservatórios que apresentaram replecionamento, destacam-se os reservatórios da UHE Itumbiara (8,4 p.p.) e da UHE Furnas (2,8 p.p.).

Tabela 2. Níveis de armazenamento nos principais reservatórios do SIN

| Usina | Bacia | Volume Útil Máximo (hm³) | Armazenamento no final de Abril (%) | Armazenamento no final de Maio (%) | Evolução Mensal (%) |
|-------------|---------------|--------------------------|-------------------------------------|------------------------------------|---------------------|
| SERRADAMESA | TOCANTINS | 43.250 | 21,7 | 22,9 | 1,1 |
| TUCURUÍ | TOCANTINS | 38.982 | 99,2 | 99,7 | 0,5 |
| SOBRADINHO | SÃO FRANCISCO | 28.669 | 48,9 | 47,6 | -1,2 |
| FURNAS | GRANDE | 17.217 | 48,6 | 51,3 | 2,8 |
| TRÊS MARIAS | SÃO FRANCISCO | 15.278 | 81,2 | 83,1 | 2,0 |
| EMBORÇAÇÃO | PARANAÍBA | 13.056 | 39,0 | 41,5 | 2,5 |
| I. SOLTEIRA | PARANÁ | 12.828 | 95,7 | 76,1 | -19,6 |
| ITUMBIARA | PARANAÍBA | 12.454 | 36,2 | 44,5 | 8,4 |
| NOVA PONTE | ARAGUARI | 10.380 | 40,4 | 43,5 | 3,1 |
| CAPIVARA | PARANAPANEMA | 5.724 | 42,7 | 45,8 | 3,2 |

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

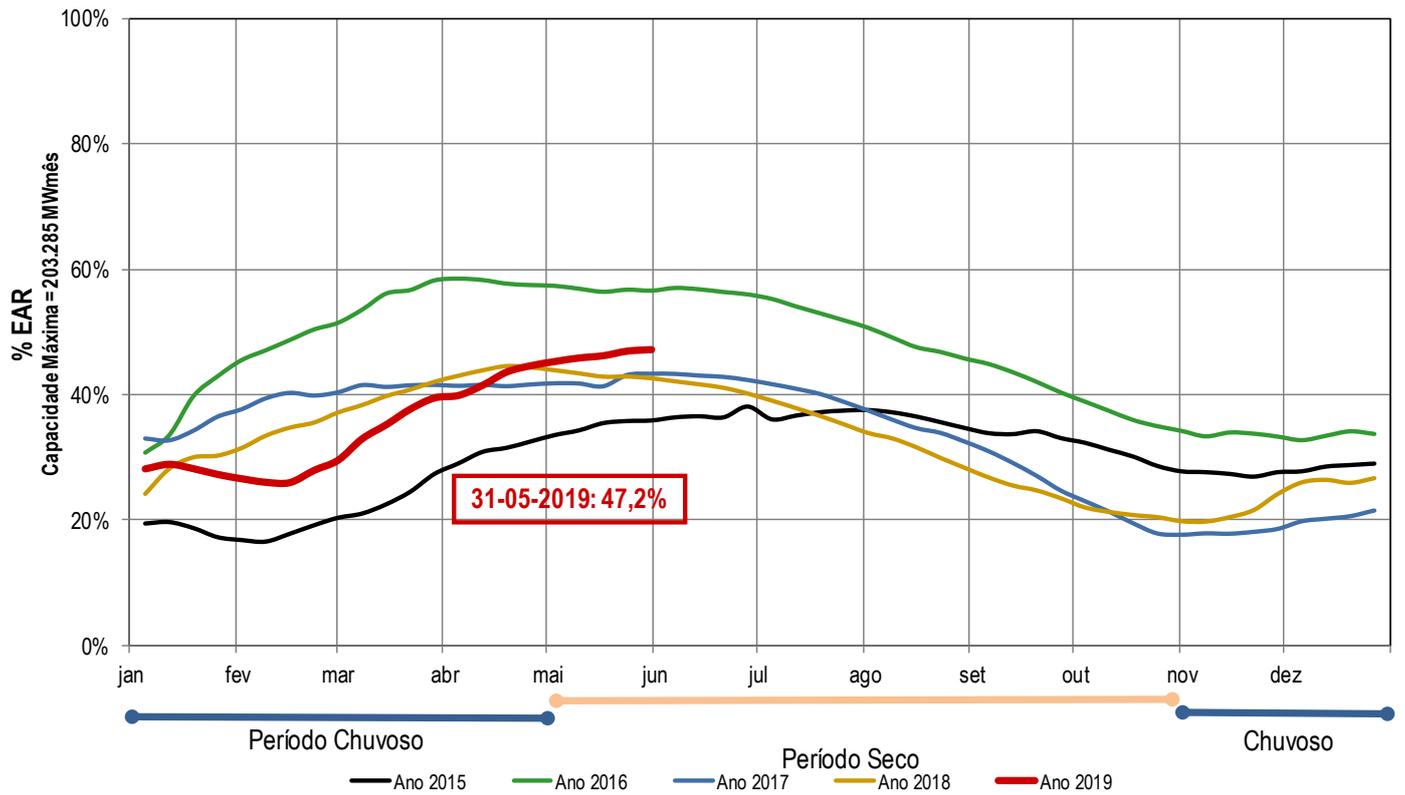


Figura 6. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Subsistema Sul

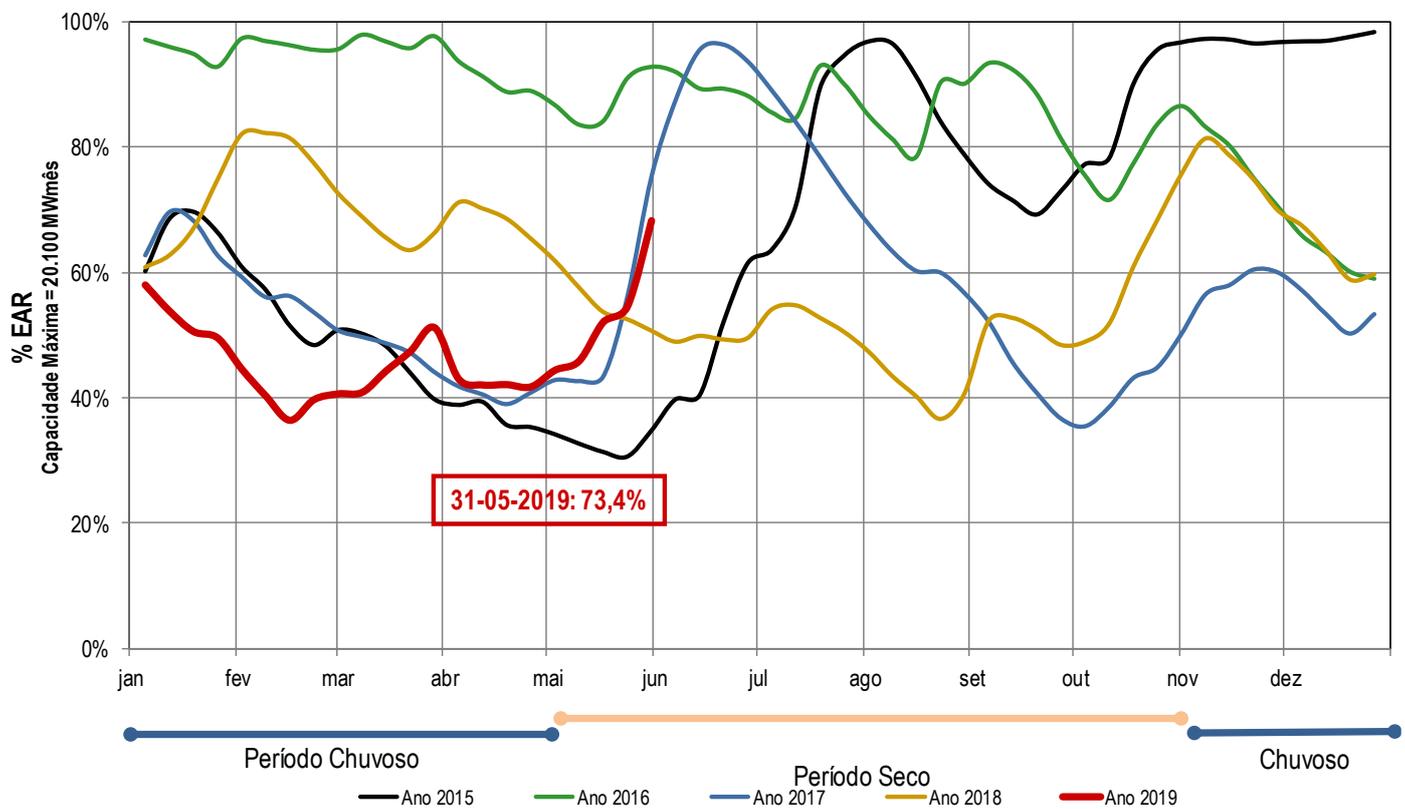


Figura 7. EAR: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Nordeste

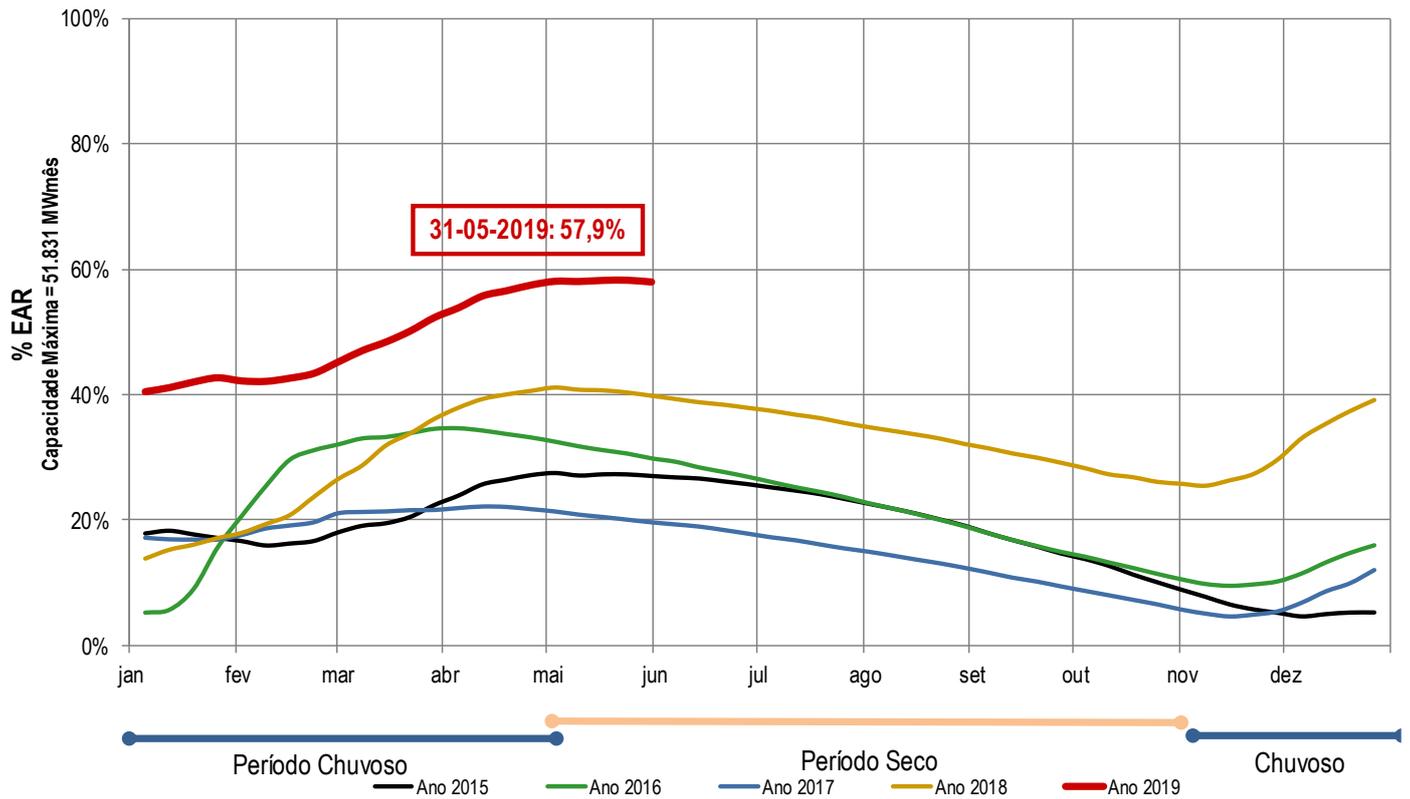


Figura 8. EAR: Subsistema Nordeste.

Subsistema Norte

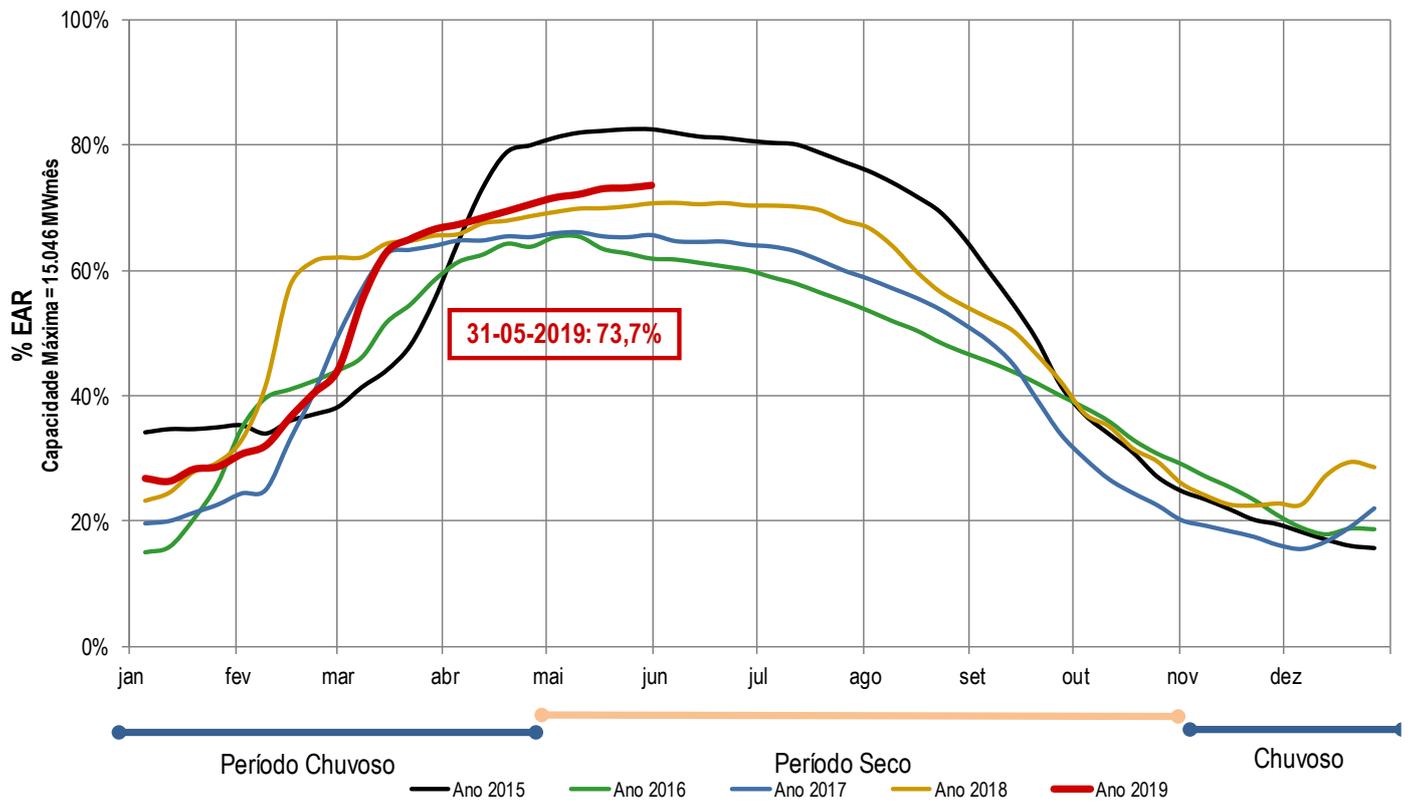


Figura 9. EAR: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1. Principais Intercâmbios Verificados

Em maio de 2019, o subsistema Norte manteve o perfil exportador, porém, diminuindo o montante para 6.633 MWmédios, valor inferior ao mês anterior (7.085 MWmédios).

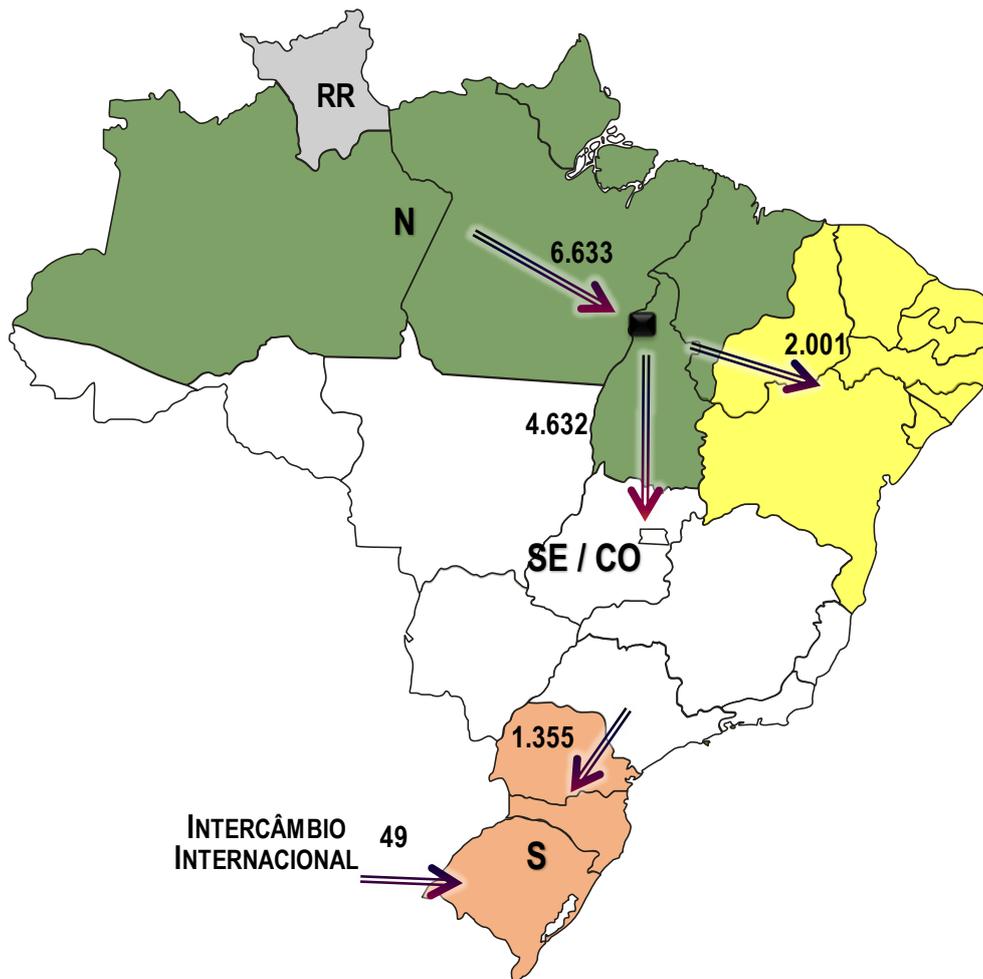
O subsistema Nordeste manteve o perfil importador, diminuindo o montante para 2.001 MWmédios ante 2.931 MWmédios no mês anterior.

O subsistema Sul manteve o perfil importador de energia no mês de maio de 2019, com montante verificado de 1.355 MWmédios, ante 2.520 MWmédios em abril de 2019.

O subsistema Sudeste/Centro-Oeste manteve perfil importador do subsistema Norte, atingindo 4.632 MWmédios, ante importação de 4.154 MWmédios no mês anterior.

Em relação ao montante de energia importada da Venezuela, não houve importação de energia em maio de 2019. Devido à suspensão do fornecimento oriundo da Venezuela, o estado de Roraima está sendo abastecido pela geração térmica local desde o dia 7 de março.

Em relação aos intercâmbios internacionais na região Sul, no mês de maio de 2019 houve importação de cerca de 49 MWmédios.



Fonte dos dados: ONS / Eletronorte



4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA

4.1. Consumo de Energia Elétrica

Em abril de 2019, o consumo de energia elétrica atingiu 49.835 GWh, considerando autoprodução e perdas, representando acréscimo de 2,3% em relação ao consumo de abril de 2018. As classes residencial, industrial, comercial e rural apresentaram um decréscimo de 1,9%, 6,0%, 1,5 e 1,3%, respectivamente, em relação ao mês de abril de 2018.

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

| | Valor Mensal | | | Acumulado 12 meses | | |
|-------------------------------|---------------|------------------------------------|-----------------------------------|------------------------|------------------------|-------------|
| | Abr/19 GWh | Evolução mensal (Abr/19/Mar/19) | Evolução anual (Abr/19/Abr/18) | Mai/17-Abr/18 (GWh) | Mai/18-Abr/19 (GWh) | Evolução |
| Residencial | 11.554 | -6,4% | -1,9% | 134.774 | 138.347 | 2,7% |
| Industrial | 13.676 | -1,6% | -6,0% | 168.916 | 168.538 | -0,2% |
| Comercial | 7.805 | -3,2% | -1,5% | 88.185 | 89.973 | 2,0% |
| Rural | 2.244 | -5,3% | -1,3% | 28.119 | 28.922 | 2,9% |
| Demais classes * | 4.254 | -1,3% | 2,0% | 48.845 | 49.861 | 2,1% |
| Perdas e Diferenças ** | 10.301 | -4,6% | 28,2% | 111.910 | 117.248 | 4,8% |
| Total | 49.835 | -3,8% | 2,3% | 580.749 | 592.888 | 2,1% |

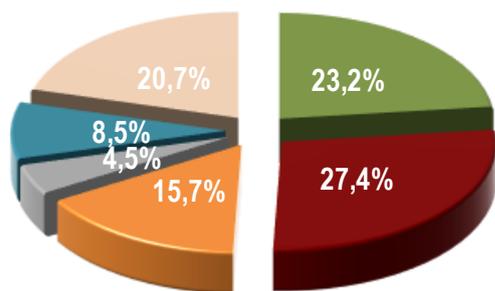
* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e Consumo próprio das distribuidoras.

** 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).

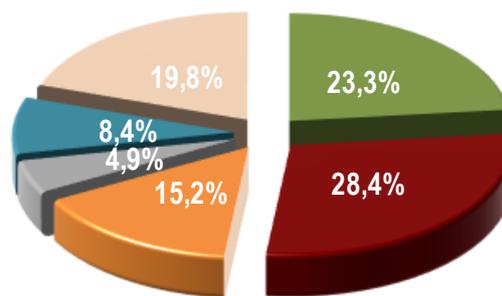
Dados contabilizados até abril de 2019.

Fonte dos dados: EPE/ONS

Consumo de Energia Elétrica em Abril/2019



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 abril de 2019.

* Referência: <http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/resenha-mensal-do-mercado-de-energia-eletrica>. Considera autoprodução circulante na rede.



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

| | Valor Mensal | | | Consumo médio em 12 meses | | |
|--------------------------------------|------------------|------------------------------------|-----------------------------------|---------------------------|---------------------------|----------|
| | Abr/19 kWh/NU | Evolução mensal (Abr/19/Mar/19) | Evolução anual (Abr/19/Abr/18) | Mai/17-Abr/18 (kWh/NU) | Mai/18-Abr/19 (kWh/NU) | Evolução |
| Consumo médio residencial | 159 | -6,1% | -3,6% | 157,7 | 159,0 | 0,9% |
| Consumo médio industrial | 26.485 | -1,4% | -4,3% | 26.779 | 27.199 | 1,6% |
| Consumo médio comercial | 1.350 | -2,8% | -2,0% | 1.277 | 1.297 | 1,6% |
| Consumo médio rural | 495 | -5,5% | -2,0% | 521 | 531 | 2,0% |
| Consumo médio demais classes* | 5.408 | -1,4% | 1,1% | 5.225 | 5.282 | 1,1% |
| Consumo médio total | 470 | -3,3% | -4,4% | 472 | 471 | -0,1% |

* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até abril de 2019.

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

| Número de Unidades Consumidoras | Período | | Evolução |
|---------------------------------|-------------------|-------------------|-------------|
| | Abr/18 | Abr/19 | |
| Residencial (NUCR) | 71.239.487 | 72.486.181 | 1,8% |
| Industrial (NUCI) | 525.657 | 516.374 | -1,8% |
| Comercial (NUCC) | 5.755.960 | 5.780.854 | 0,4% |
| Rural (NUCR) | 4.499.967 | 4.535.692 | 0,8% |
| Demais classes* | 779.004 | 786.615 | 1,0% |
| Total (NUCT) | 82.800.075 | 84.105.716 | 1,6% |

* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até abril de 2019.

Fonte dos dados: EPE



4.2. Demandas Máximas

Em maio de 2019, não foi registrado recorde de demanda máxima no SIN e nos subsistemas.

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

| Subsistema | SE/CO | S | NE | N | SIN |
|-------------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|------------------------------------|-------------------------------------|
| Máxima no mês (MW) (dia - hora) | 44.808 06/05/2019 - 14h36 | 14.486 06/05/2019 - 11h18 | 12.522 02/05/2019 - 14h43 | 6.616 06/05/2019 - 14h47 | 77.861 06/05/2019 - 14h36 |
| Recorde (MW) (dia - hora) | 53.199 01/02/2019 - 14h41 | 18.936 31/01/2019 - 14h15 | 13.307 20/03/2019 - 14h30 | 6.836 30/04/2019 - 01h08 | 90.525 30/01/2019 - 15h50 |

Fonte dos dados: ONS

4.3. Demandas Máximas Mensais

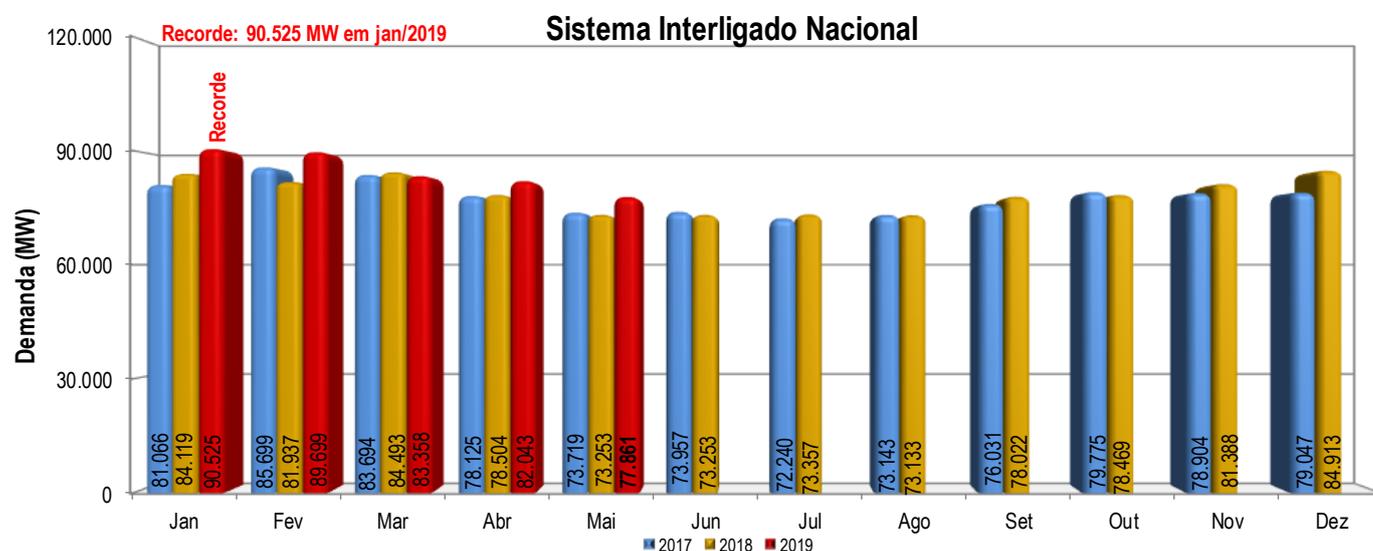


Figura 11. Demandas máximas mensais: SIN.

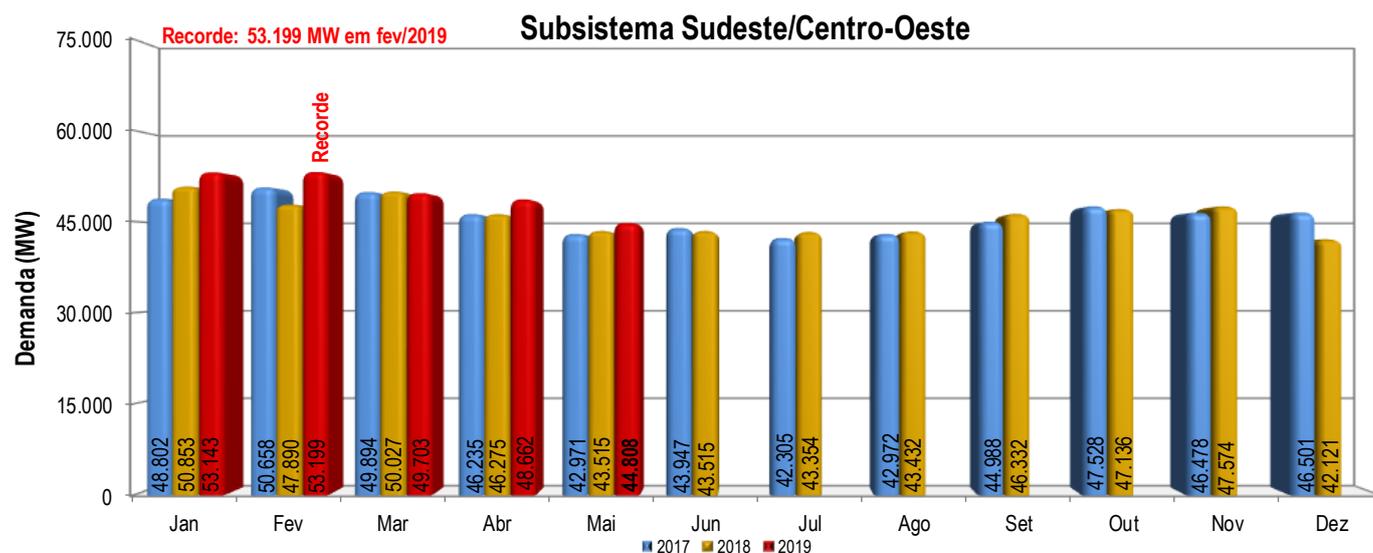


Figura 12. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

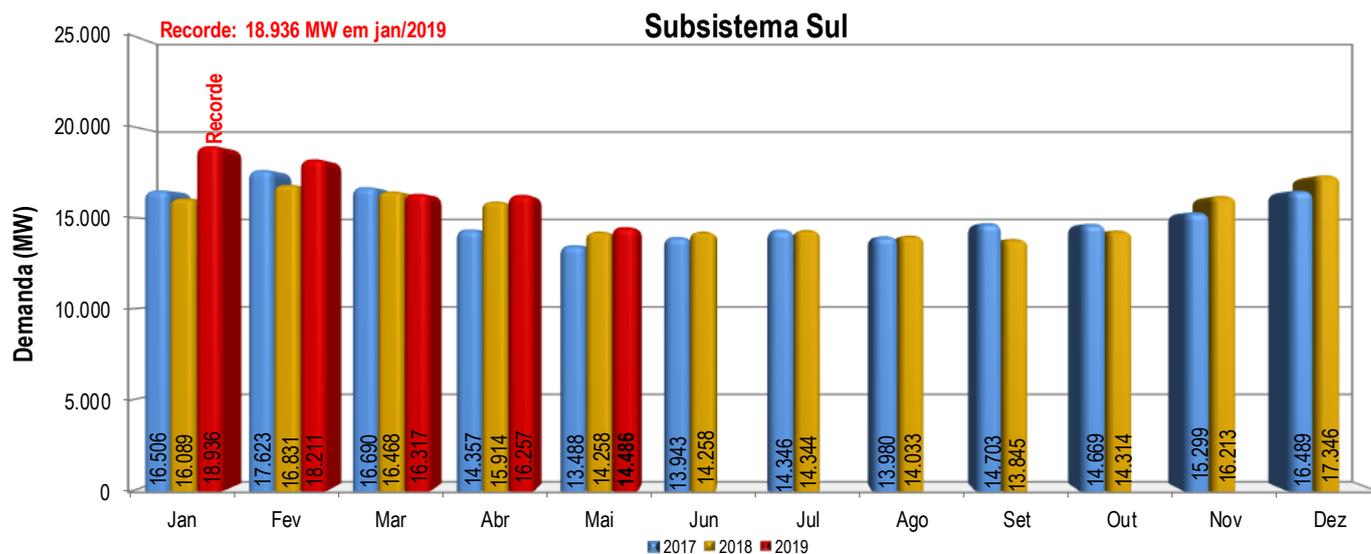


Figura 13. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

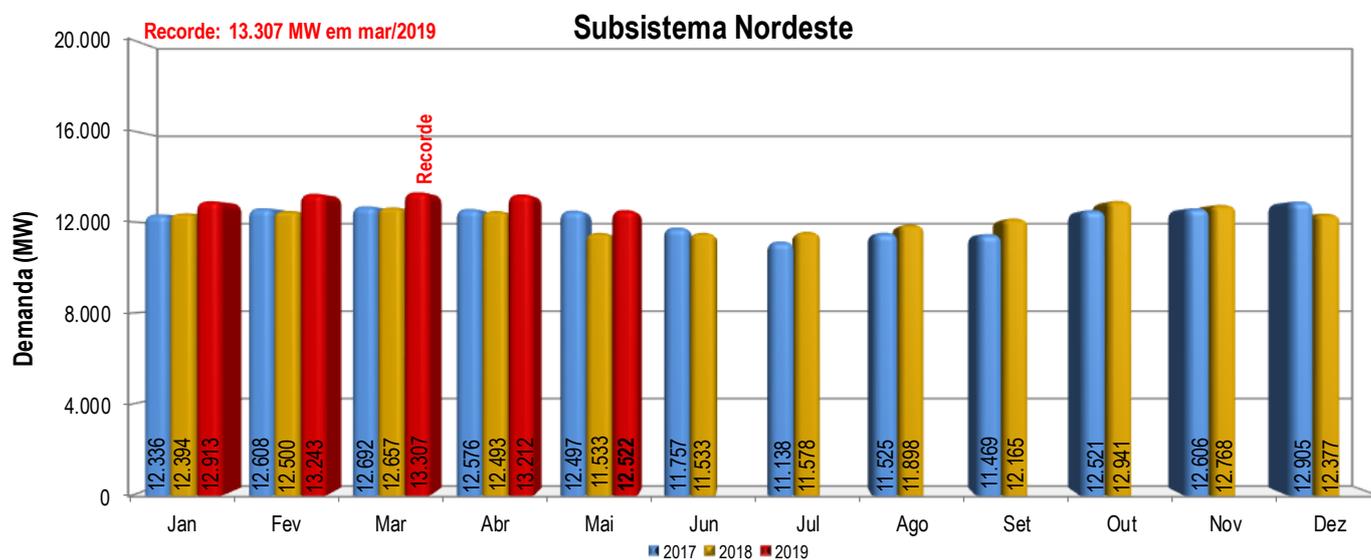


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

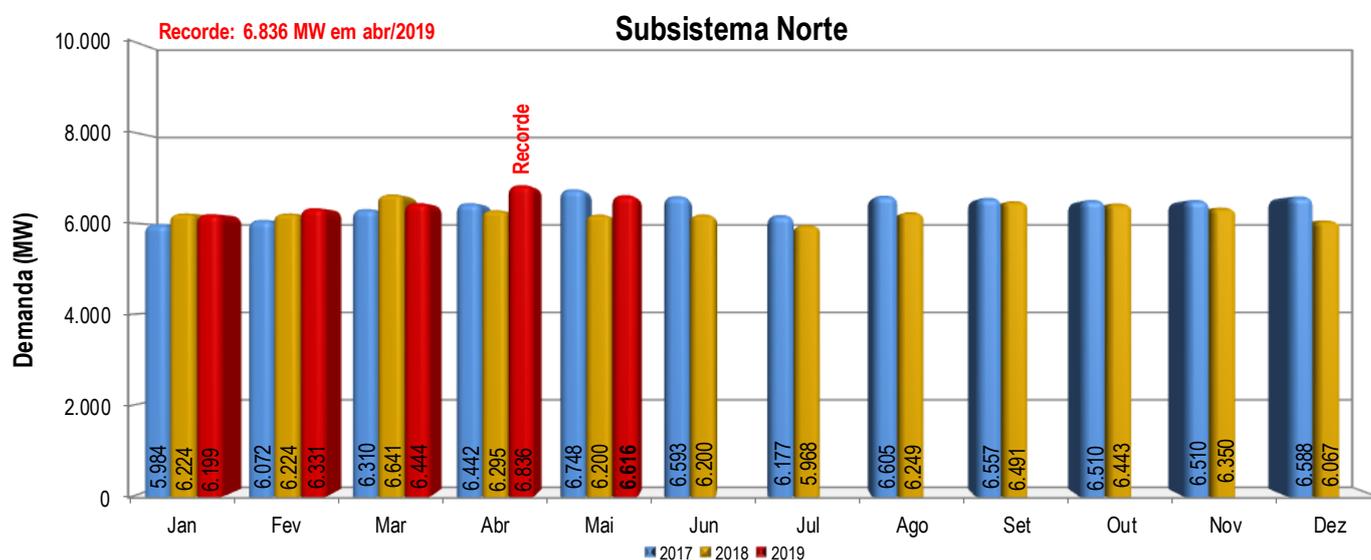


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de maio de 2019, a capacidade instalada total* de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 165.879 MW, considerando também as informações referentes à geração distribuída - GD. Em comparação ao mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo de 6.219 MW, sendo 3.773 MW de geração de fonte hidráulica, 2.170 MW de fonte eólica e 1.343 MW de fonte solar. Ao mesmo tempo, houve um decréscimo de 1.067 MW de fontes térmicas. A geração distribuída fechou o mês de maio de 2019 com 955 MW instalados em 79.114 unidades, representando 0,6% da matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica.

As fontes renováveis representaram 83,3% da capacidade instalada de geração de energia elétrica brasileira em abril de 2019 (Hidráulica + Biomassa + Eólica + Solar).

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

| Fonte | Mai/2018 | Mai/2019 | | | Evolução da Capacidade Instalada Mai/2019 - Mai/2018 |
|----------------------------------|---------------------------|---------------|---------------------------|------------------------|------------------------------------------------------|
| | Capacidade Instalada (MW) | Nº Usinas | Capacidade Instalada (MW) | % Capacidade Instalada | |
| Hidráulica | 101.554 | 1.430 | 105.327 | 63,5% | 3,7% |
| UHE | 95.794 | 217 | 99.309 | 59,9% | 3,7% |
| PCH + CGH ** | 5.716 | 1.130 | 5.937 | 3,6% | 3,9% |
| CGH GD | 43 | 83 | 80 | 0,0% | 85,0% |
| Térmica | 43.624 | 3.170 | 42.557 | 25,7% | -2,4% |
| Gás Natural | 12.995 | 167 | 13.354 | 8,1% | 2,8% |
| Biomassa | 14.676 | 568 | 14.864 | 9,0% | 1,3% |
| Petróleo | 9.923 | 2.250 | 8.985 | 5,4% | -9,5% |
| Carvão | 3.718 | 22 | 3.252 | 2,0% | -12,5% |
| Nuclear | 1.990 | 2 | 1.990 | 1,2% | 0,0% |
| Outros *** | 297 | 4 | 69 | 0,0% | -77,0% |
| Térmica GD | 25 | 157 | 44 | 0,0% | 76,4% |
| Eólica | 12.904 | 671 | 15.074 | 9,1% | 16,8% |
| Eólica (não GD) | 12.894 | 614 | 15.064 | 9,1% | 16,8% |
| Eólica GD | 10 | 57 | 10,314 | 0,0% | 0,0% |
| Solar | 1.578 | 81.289 | 2.920 | 1,8% | 85,1% |
| Solar (não GD) | 1.307 | 2.472 | 2.100 | 1,3% | 60,6% |
| Solar GD | 271 | 78.817 | 821 | 0,5% | 203,1% |
| Capacidade Total sem GD | 159.311 | 7.446 | 164.924 | 99,4% | 3,5% |
| Geração Distribuída - GD | 349 | 79.114 | 955 | 0,6% | 173,5% |
| Capacidade Total - Brasil | 159.660 | 86.560 | 165.879 | 100,0% | 3,9% |

* 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 (69 MW).

Fonte dos dados: ANEEL e MME (Dados BIG e GD do site da ANEEL – 03/06/2019)



Matriz de Capacidade Instalada de Geração de Energia Elétrica - Mai/2019

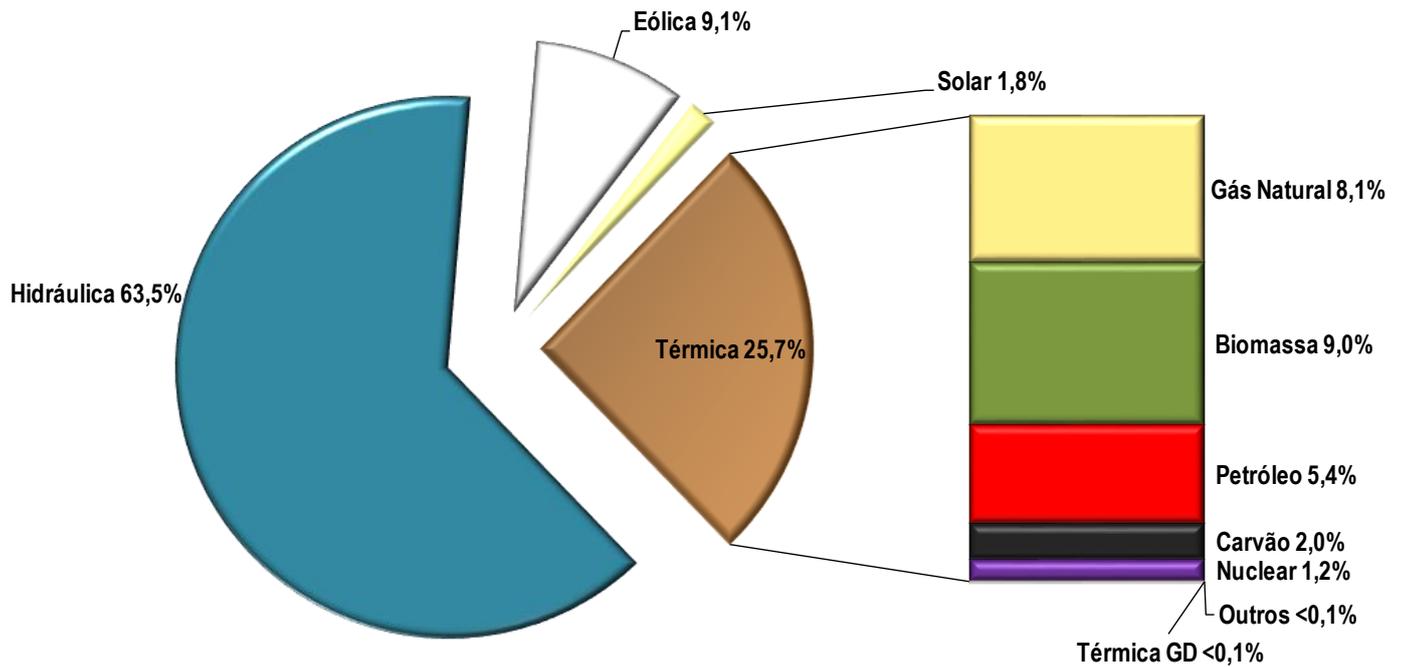


Figura 16. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte dos dados: ANEEL e MME

6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO *

Em maio de 2019, o Sistema Elétrico Brasileiro atingiu 147.629 km de linhas de transmissão, das quais a participação do sistema de 230 kV representa 40% do total.

Linhas de Transmissão de Energia Elétrica Instaladas no SEB (kV) - Mai/2019

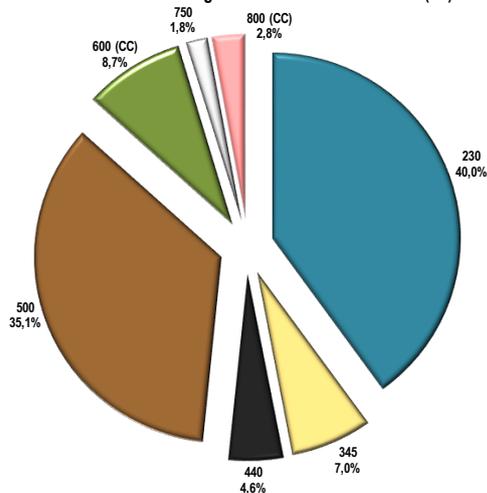


Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.

| Classe de Tensão (kV) | Linhas de Transmissão Instaladas (km)* | % Total |
|-----------------------|----------------------------------------|---------------|
| 230 | 59.093 | 40,0% |
| 345 | 10.319 | 7,0% |
| 440 | 6.758 | 4,6% |
| 500 | 51.791 | 35,1% |
| 600 (CC) | 12.816 | 8,7% |
| 750 | 2.683 | 1,8% |
| 800 (CC) | 4.168 | 2,8% |
| Total SEB | 147.629 | 100,0% |

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



7. EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO

7.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração *

Em maio de 2019 foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro 825 MW de geração:

- UHE Belo Monte - UG: Belo Monte 13, total de 611,11 MW, no Pará. CEG: UHE.PH.PA.030354-2.01;
- UHE Colíder - UG: 2, de 100 MW, no Mato Grosso. CEG: UHE.PH.MT.030422-0.01;
- PCH Fortuna II - UG: 3, de 3 MW, em Minas Gerais. CEG: PCH.PH.MG.028426-2.01;
- PCH Jacaré - UG: 1, de 4,5 MW, em Minas Gerais. CEG: PCH.PH.MG.028749-0.01;
- PCH Lajari - UGs: 1 e 2, total de 20,88 MW, no Mato Grosso. CEG: PCH.PH.MT.033386-7.01;
- PCH Pulo - UGs: 1 e 2, total de 8,4 MW, no Paraná. CEG: PCH.PH.PR.034438-9.01;
- CGH Antônio Prado - UGs: 1 e 2, total de 1 MW, em Minas Gerais. CEG: CGH.PH.MG.031618-0.01;
- UFV Fazenda Esmeralda - UGs: 6 a 11, total de 12 MW, em Pernambuco. CEG: UFV.RS.PE.034305-6.01;
- UFV Sol do Futuro I - UGs: 2 e 24, total de 2,25 MW, no Ceará. CEG: UFV.RS.CE.034745-0.02;
- UTE Nova Iguaçu - UGs: 1 a 12, total de 16,93 MW, no Rio de Janeiro. CEG: UTE.RU.RJ.040566-3.01;
- UTE Pitangueiras - UG: 3, de 45 MW, em São Paulo. CEG: UTE.AI.SP.028859-4.01.

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

| Fonte | Realizado em Mai/2019 (MW) | Acumulado em 2019 (MW) |
|-------------------|----------------------------|------------------------|
| Eólica | 0,00 | 689,30 |
| Eólica (não GD) | 0,00 | 689,30 |
| Eólica GD | 0,00 | 0,00 |
| Hidráulica | 748,89 | 1254,13 |
| CGH GD | 0,00 | 0,00 |
| PCH + CGH | 37,78 | 92,83 |
| UHE | 711,11 | 1161,30 |
| Solar | 14,25 | 286,00 |
| Solar (não GD) | 14,25 | 286,00 |
| Solar GD | 0,00 | 0,00 |
| Térmica | 61,93 | 84,93 |
| Biomassa | 61,93 | 84,93 |
| Carvão | 0,00 | 0,00 |
| Gás Natural | 0,00 | 0,00 |
| Nuclear | 0,00 | 0,00 |
| Outros | 0,00 | 0,00 |
| Petróleo | 0,00 | 0,00 |
| Térmica GD | 0,00 | 0,00 |
| TOTAL | 825,07 | 2314,36 |

* 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) | Previsão ACR 2021 (MW) |
|-------------------|------------------------|------------------------|------------------------|
| Eólica | 78,00 | 391,40 | 69,00 |
| Eólica (não GD) | 78,00 | 391,40 | 69,00 |
| Eólica GD | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Hidráulica | 2368,51 | 846,23 | 179,90 |
| CGH GD | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| PCH + CGH | 33,30 | 199,12 | 179,90 |
| UHE | 2335,21 | 647,11 | 0,00 |
| Solar | 225,23 | 184,86 | 826,92 |
| Solar (não GD) | 225,23 | 184,86 | 826,92 |
| Solar GD | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Térmica | 370,00 | 1937,70 | 1403,01 |
| Biomassa | 25,00 | 135,90 | 98,50 |
| Carvão | 345,00 | 0,00 | 0,00 |
| Gás Natural | 0,00 | 1515,64 | 1304,51 |
| Nuclear | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Outros | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Petróleo | 0,00 | 286,16 | 0,00 |
| Térmica GD | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| TOTAL | 3041,74 | 3360,18 | 2478,83 |

* 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 maio entraram em operação 175 km de empreendimentos de linhas de transmissão no SIN nas seguintes instalações:

- Seccionamento LT 230 kV Mirueira II / Goianinha C1 na SE Pau Ferro, com 16 km de extensão, da CHESF, em Pernambuco;
- Seccionamento LT 230 kV Bom Jesus da Lapa / Barreiras II na SE Tabocas do Brejo Velho C1, com 2 km de extensão, da CHESF, na Bahia;
- Seccionamento LT 230 kV Barreiras / Bom Jesus da Lapa na SE Barreiras II C2, com 5 km de extensão, da CHESF, na Bahia;
- LT 230 kV Eunápolis / Teixeira de Freitas II C1, com 152 Km de extensão, da CHESF, na Bahia.

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

| Classe de Tensão (kV) | Realizado em Mai/19 (km) | Acumulado em 2019 (km) |
|-----------------------|--------------------------|------------------------|
| 230 | 175,0 | 655,4 |
| 345 | 0,0 | 0,0 |
| 440 | 0,0 | 2,0 |
| 500 | 0,0 | 1.428,0 |
| 600 (CC) | 0,0 | 0,0 |
| 750 | 0,0 | 0,0 |
| 800 (CC) | 0,0 | 0,0 |
| TOTAL | 175,0 | 2.085,4 |

* 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 maio de 2019 foram adicionados 8,3 MVA ao sistema de transmissão, com a entrada em operação dos seguintes equipamentos:

- TR1 230/69 kV – 8,3 MVA, na SE Planalto (CELG GT) em Goiás.

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

| Classe de Tensão (kV) | Realizado em Mai/19 (MVA) | Acumulado em 2019 (MVA) |
|-----------------------|---------------------------|-------------------------|
| 230 | 8,3 | 1.715 |
| 345 | 0 | 0 |
| 440 | 0 | 600 |
| 500 | 0 | 3.900 |
| 750 | 0 | 1.650 |
| TOTAL | 8,3 | 7.865 |

Fonte dos dados: MME / ANEEL / NOS

No mês de maio de 2019, foi incorporado ao SIN um equipamento de compensação de potência reativa:

- RT4 500 kV, 180 Mvar, na SE São Gonçalo do Pará (CEMIG-GT), em Minas Gerais.



7.5. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão *

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

No caso da expansão da capacidade instalada de transformação destaca-se, também para 2019, a previsão da entrada 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 | 715,5 | 1.175,7 | 1.310,5 |
| 345 | 0,0 | 109,0 | 224,0 |
| 440 | 0,0 | 0,0 | 151,0 |
| 500 | 2.180,8 | 1.454,0 | 4.498,2 |
| 600 (CC) | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 750 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 800 (CC) | 5.168,7 | 0,0 | 0,0 |
| TOTAL | 8.065,0 | 2.738,7 | 6.183,7 |

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 | 3.659,0 | 3.303,0 | 6.399,0 |
| 345 | 1.600,0 | 1.600,0 | 1.550,0 |
| 440 | 450,0 | 300,0 | 1.400,0 |
| 500 | 5.410,0 | 4.194,0 | 12.670,0 |
| 750 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| TOTAL | 11.119,0 | 9.397,0 | 22.019,0 |

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 abril de 2019, a geração hidráulica correspondeu a 79,6% do total gerado no país, valor 0,9 p.p. inferior ao verificado no mês anterior. A participação da geração por fonte eólica na matriz de produção de energia elétrica do Brasil em abril representou 5,5%, valor 0,3 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 14,2%, valor 0,6 p.p. superior ao verificado no mês anterior.

As fontes renováveis representaram 89,9% da matriz de produção de energia elétrica brasileira em abril de 2019 (Hidráulica + Biomassa + Eólica + Solar).

Matriz de Produção de Energia Elétrica - Abril/2019

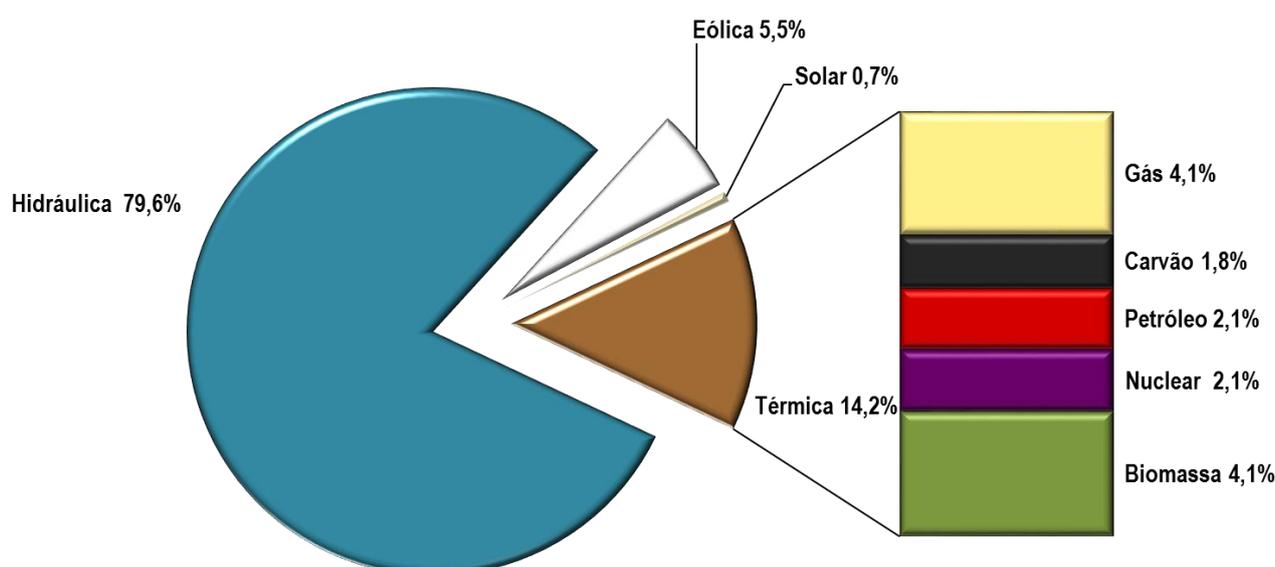


Figura 18. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

* 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 abril de 2019.

Fonte dos dados: CCEE



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

Nos últimos 12 meses, comparativamente ao mesmo período anterior, verifica-se uma redução de 13,7% na produção de energia elétrica por fontes térmicas, sobretudo as relacionadas a combustíveis fósseis e a carvão.

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

| Fonte | Valor mensal | | | | | Acumulado 12 meses | | |
|-------------------|-----------------|-----------------|-----------------|--------------------------------------|-------------------------------------|------------------------|------------------------|---------------|
| | Abr/18 (GWh) | Mar/19 (GWh) | Abr/19 (GWh) | Evolução mensal (Abr/19 / Mar/19) | Evolução anual (Abr/19 / Abr/18) | Mai/17-Abr/18 (GWh) | Mai/18-Abr/19 (GWh) | Evolução |
| Hidráulica | 36.007 | 39.198 | 37.440 | -4,5% | 4,0% | 388.650 | 406.182 | 4,5% |
| Térmica | 7.320 | 6.575 | 6.558 | -0,3% | -10,4% | 115.999 | 100.153 | -13,7% |
| Gás | 2.188 | 2.851 | 1.921 | -32,6% | -12,2% | 48.983 | 38.547 | -21,3% |
| Carvão | 779 | 822 | 832 | 1,2% | 6,8% | 13.217 | 10.353 | -21,7% |
| Petróleo * | 600 | 427 | 628 | 47,1% | 4,6% | 10.816 | 7.224 | -33,2% |
| Nuclear | 1.305 | 1.174 | 976 | -16,9% | -25,2% | 13.649 | 14.954 | 9,6% |
| Outros | 236 | 310 | 255 | -17,7% | 8,0% | 3.118 | 2.915 | -6,5% |
| Biomassa | 2.211 | 990 | 1.946 | 96,5% | -12,0% | 26.216 | 26.159 | -0,2% |
| Eólica | 2.581 | 2.558 | 2.596 | 1,5% | 0,6% | 41.668 | 48.210 | 15,7% |
| Solar | 185 | 358 | 344 | -4,1% | 85,5% | 1.771 | 3.795 | 114,3% |
| TOTAL | 46.094 | 48.689 | 46.938 | -3,6% | 1,8% | 548.088 | 558.340 | 1,9% |

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

** 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 abril de 2019.

Fonte dos dados: CCEE

8.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados

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

| Fonte Térmica | Valor mensal | | | | | Acumulado 12 meses | | |
|---------------|-----------------|-----------------|-----------------|--------------------------------------|-------------------------------------|------------------------|------------------------|--------------|
| | Abr/18 (GWh) | Mar/19 (GWh) | Abr/19 (GWh) | Evolução mensal (Abr/19 / Mar/19) | Evolução anual (Abr/19 / Abr/18) | Mai/17-Abr/18 (GWh) | Mai/18-Abr/19 (GWh) | Evolução |
| Gás | 4 | 5 | 6 | 25,3% | 43,9% | 54 | 57 | 5,3% |
| Petróleo * | 227 | 328 | 332 | 1,1% | 46,4% | 2.848 | 3.203 | 12,4% |
| Biomassa | 4 | 5 | 5 | -3,8% | 10,6% | 43 | 47 | 10,1% |
| TOTAL | 235 | 338 | 343 | 1,40% | 45,7% | 2.946 | 3.307 | 12,3% |

Para os meses de março/2018 a abril/2019, a informação do montante de geração hidráulica dos sistemas isolados não foi disponibilizada pelos agentes à CCEE até o fechamento deste Boletim (PCH Jatapú). 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 abril de 2019.

Fonte dos dados: CCEE



8.4. Geração Eólica *

No mês de abril de 2019, o fator de capacidade médio das usinas eólicas das regiões Norte e Nordeste permaneceu igual em relação ao mês anterior, atingindo 23,0%, com total de 2.981 MWmédios de geração verificada no mês. Em relação ao acumulado nos últimos 12 meses, houve decréscimo de 0,6 p.p. no fator de capacidade médio da região Nordeste em relação ao verificado nos 12 meses anteriores, atingindo 41,0%.

O fator de capacidade médio das usinas eólicas do Sul em abril de 2019 decresceu 6,4 p.p. em relação ao mês anterior, atingindo 23,7%, com total de geração verificada no mês de 483,82 MWmédios. Em relação ao acumulado nos últimos 12 meses, houve decréscimo de 1,1 p.p. no fator de capacidade médio da região Sul em comparação ao desempenho dos 12 meses anteriores, atingindo 32,4%.

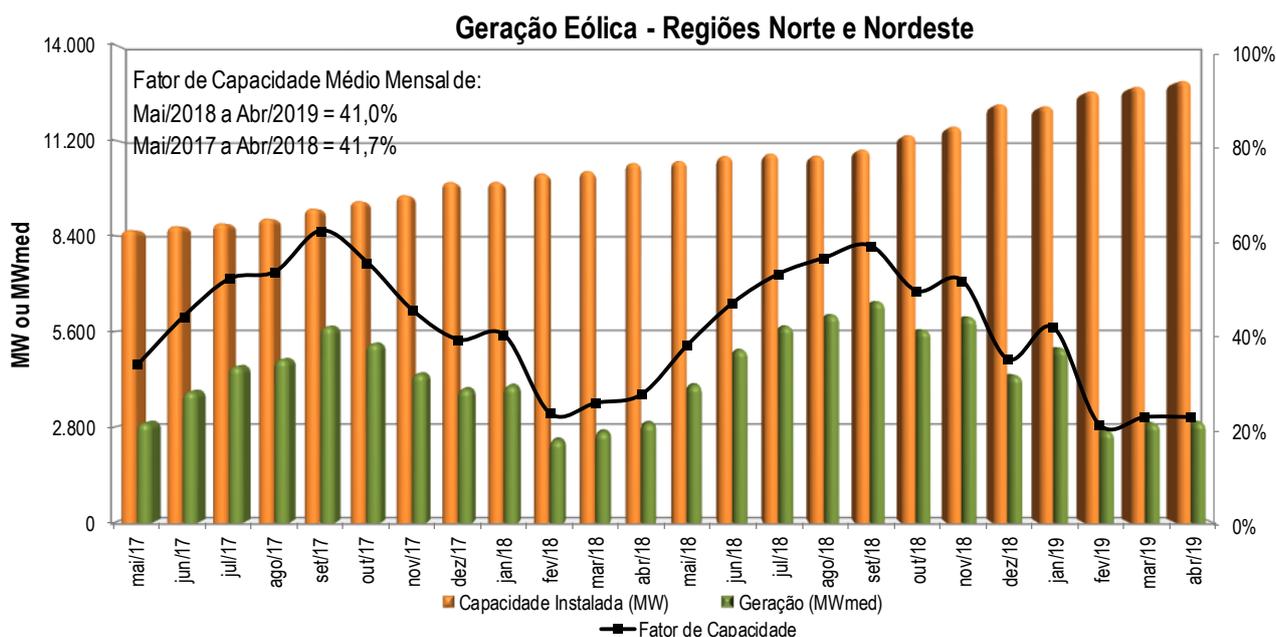


Figura 19. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Norte e do Nordeste.

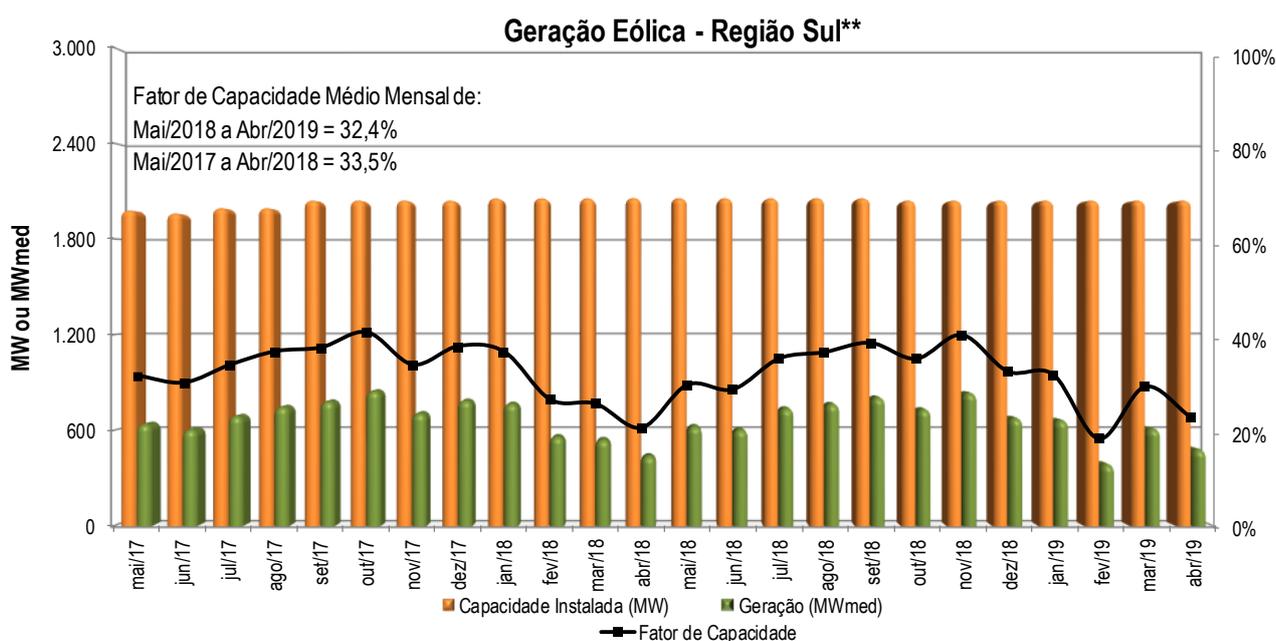


Figura 20. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

* 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 abril de 2019.

Fonte dos dados: CCEE



9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO

Os Custos Marginais de Operação – CMO médios semanais variaram entre R\$ 0,00 / MWh e R\$ 159,0 / MWh em todos os subsistemas. Em todas as semanas operativas do mês de maio, os CMO dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e do Sul mantiveram-se equalizados em valores superiores aos dos CMOs dos subsistemas Nordeste e Norte. Este comportamento deveu-se, dentre outros fatores, aos diferentes cenários de precipitação nos subsistemas, bem como aos limites de intercâmbios entre si.

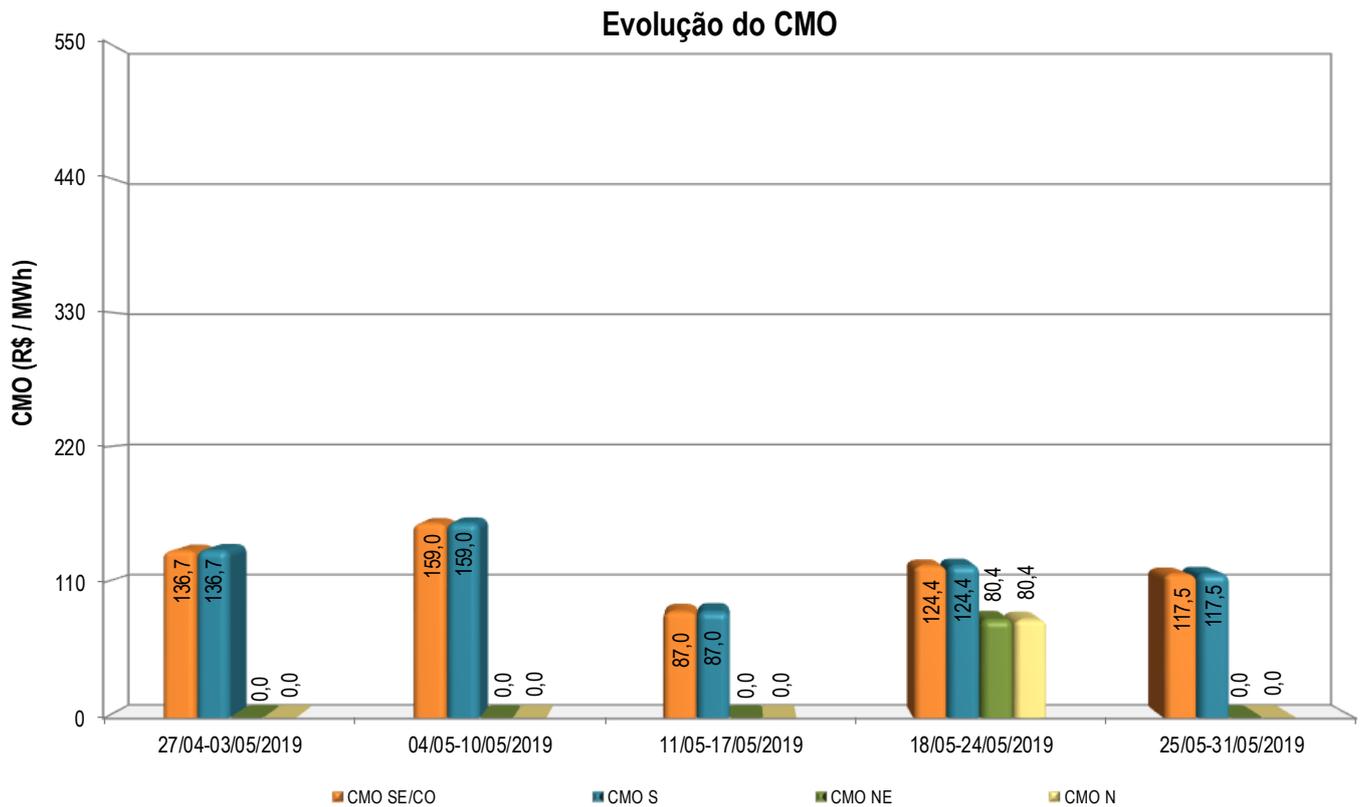


Figura 21. Evolução do CMO verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS



10. ENCARGOS SETORIAIS

O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em abril de 2019 foi de R\$ 356,5 milhões, montante superior ao dispendido no mês anterior (R\$ 256,9 milhões).

O total de encargos pagos no mês é composto por R\$ 108,2 milhões referentes ao encargo 'Restrição de Operação', que está relacionado principalmente ao despacho por Razões Elétricas das usinas térmicas do SIN; por R\$ 21,7 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; e R\$ 226,6 milhões do 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 para que o nível de segurança requerido seja atendido. Em abril de 2019 não houve cobrança dos seguintes encargos: Encargo sobre importação de energia, que está relacionado aos custos recuperados por meio dos encargos associados à importação de energia elétrica, normatizados pela Portaria MME nº 339/2018; encargo por Deslocamento Hidráulico, que está relacionado ao ressarcimento 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; e 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.

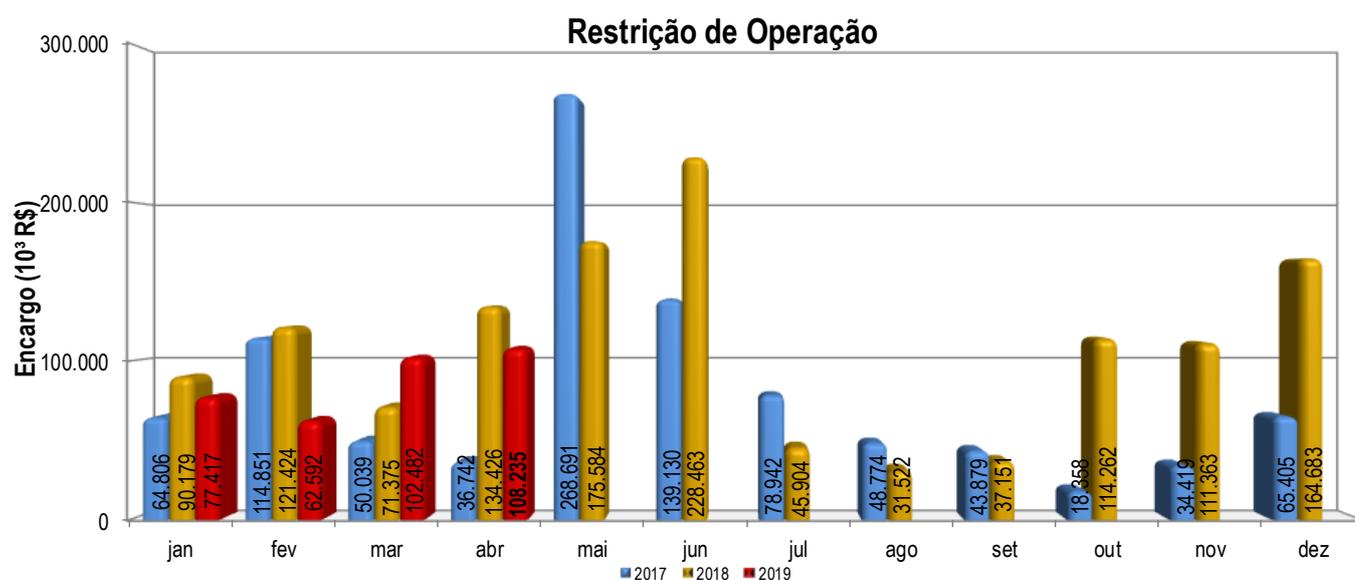


Figura 22. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.

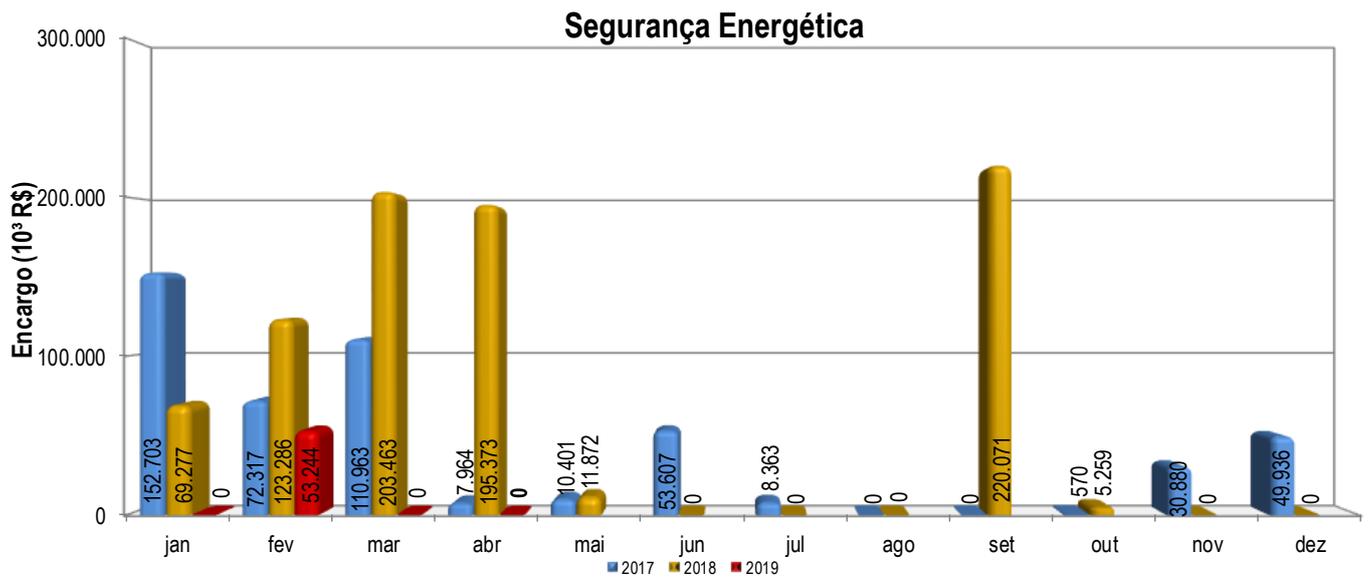


Figura 23. Encargos Setoriais: Segurança Energética.

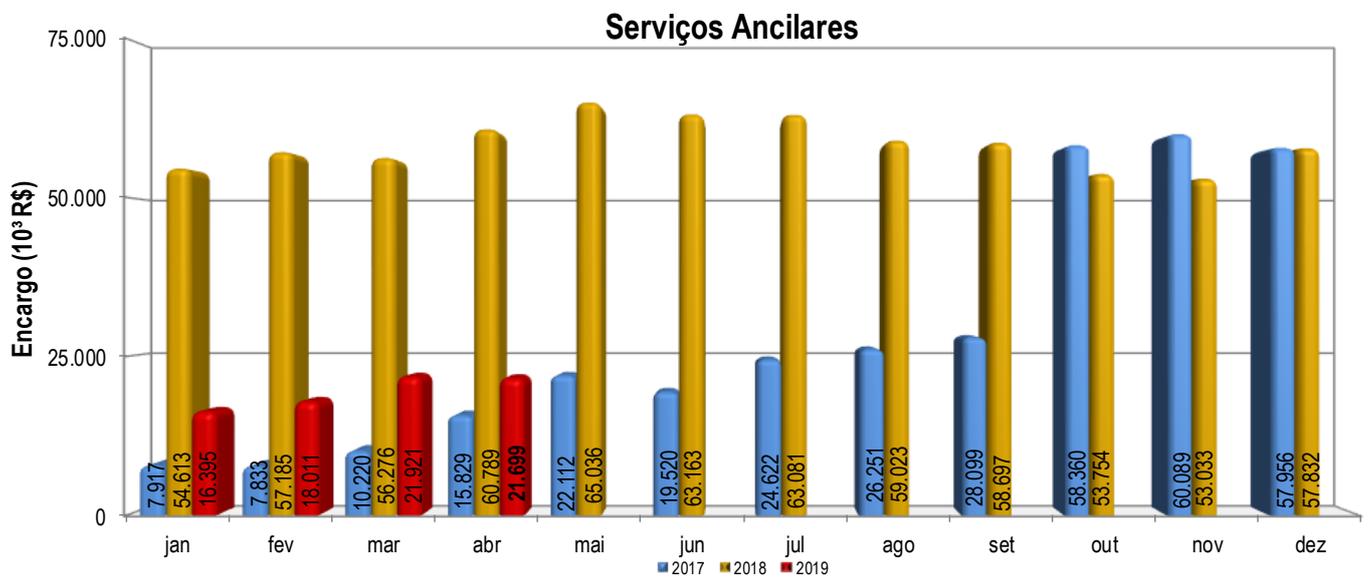


Figura 24. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.

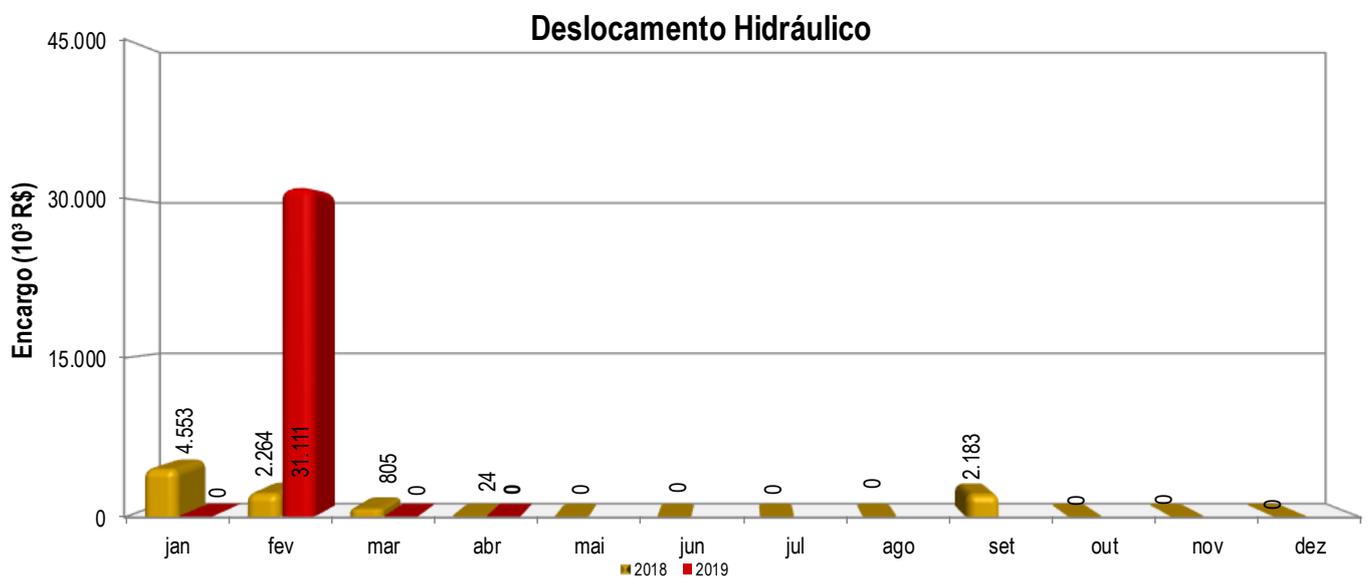


Figura 25. Encargos Setoriais: Deslocamento Hidráulico.

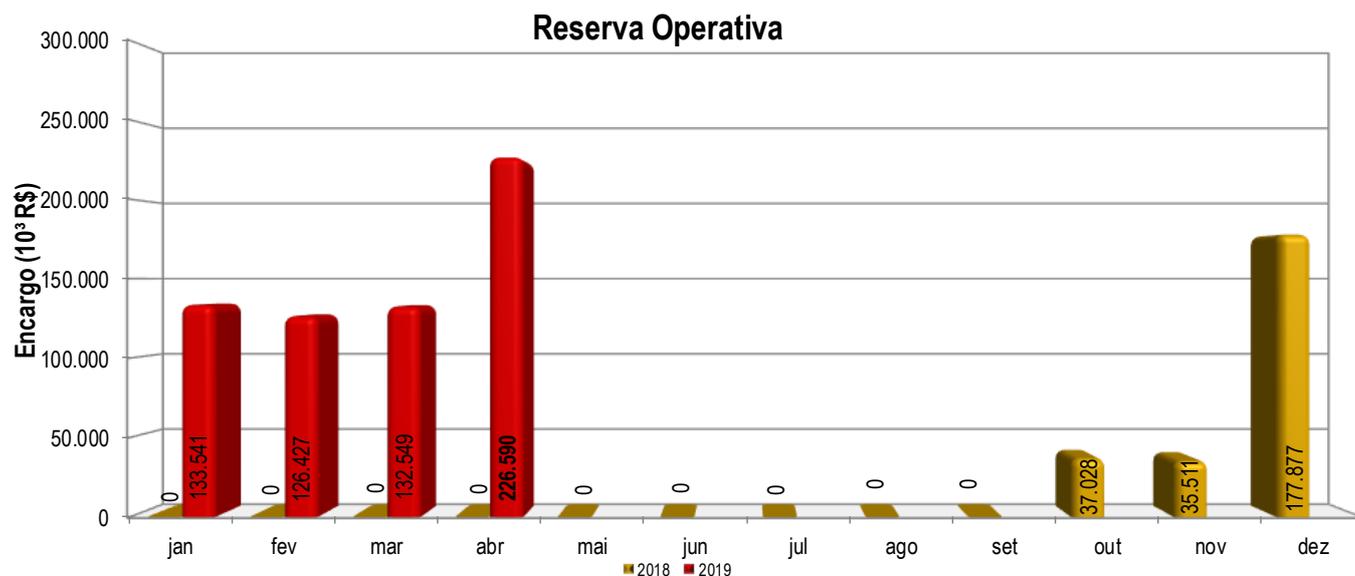


Figura 26. Encargos Setoriais: Reserva Operativa.

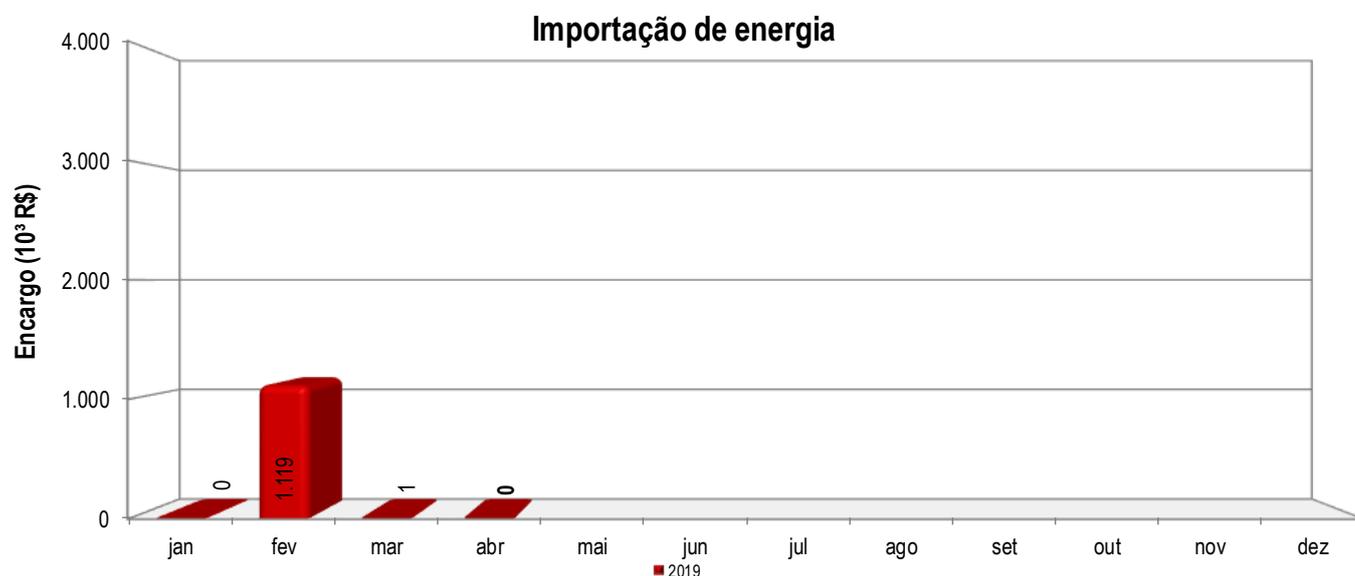


Figura 27. Encargos Setoriais: Importação de energia.

Dados contabilizados / recontabilizados até abril de 2019.

Fonte dos dados: CCEE

11. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de maio de 2019, tanto o número de ocorrências quanto o montante de carga interrompida foram superiores aos verificados no mesmo mês de 2018. Os principais desligamentos do mês estão destacados abaixo:

- Dia 01 de maio, às 23h18min: Desligamento automático da transformação 230/138 kV da subestação Jorge Teixeira e da LT 138 kV Jorge Teixeira / Lechuga causando falta de tensão nas subestações Mutirão, Cachoeira Grande e Compensa. Houve interrupção de 239,56 MW de cargas da Amazonas Distribuidora no Amazonas. Causa: curto-circuito com envolvimento das fases A, B e V, devido à abertura da chave seccionadora JTSY5-02 referente ao baipasse do alimentador de 138 kV JTMO-LT5-01 (SE - Mutirão C1) em carga;
- Dia 03 de maio, às 19h06min: Desligamento automático da LT 230 kV Vila do Conde Castanhal, enquanto a LT 230 kV Castanhal / Utinga estava desligada para manutenção, ocasionando a desenergização de todos os equipamentos das SEs Castanhal e Santa Maria por ausência de caminho elétrico e interrupção do fornecimento



às cargas atendidas pela SE Santa Maria. Houve interrupção de 211,8 MW de cargas da Celpa no Pará. Causa: curto-circuito bifásico-terra, envolvendo as fases A e B, provocado por causa ainda não identificada;

- Dia 06 de maio, às 16h55min: Desligamento automático da LT 230 kV Vila do Conde / Castanhal, enquanto a LT 230 kV Castanhal / Utinga estava desligada para manutenção, ocasionando a desenergização de todos os equipamentos das SEs Castanhal e Santa Maria por ausência de caminho elétrico e interrupção do fornecimento às cargas atendidas pela SE Santa Maria. Houve interrupção de 206,1 MW de cargas da Celpa, no Pará. Causa: curto-circuito bifásico-terra, envolvendo as fases A e B, provocado por causa ainda não identificada.

No estado de Roraima, não interligado ao SIN, houve dez desligamentos com interrupção total das cargas da capital Boa Vista no mês de maio. Destaca-se que o fornecimento de energia da Venezuela ao Brasil foi interrompido no dia 7 de março e, desde então, o estado de Roraima está sendo abastecido através da geração térmica local.

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 | 2019 Jan-Mai | 2018 Jan-Mai |
| SIN** | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | | | | | | | 0 | 23.183 |
| S | 0 | 146 | 0 | 0 | 0 | | | | | | | | 146 | 0 |
| SE/CO | 1.677 | 355 | 124 | 621 | 0 | | | | | | | | 2.777 | 1.057 |
| NE | 337 | 0 | 428 | 285 | 0 | | | | | | | | 1.050 | 746 |
| N | 153 | 0 | 134 | 312 | 657 | | | | | | | | 1.256 | 483 |
| Isolados | 827 | 783 | 481 | 347 | 1.241 | | | | | | | | 3.679 | 2.263 |
| TOTAL | 2.994 | 1.283 | 1.167 | 1.565 | 1.898 | 0 | 8.907 | 27.732 |

Tabela 18. Evolução do número de ocorrências.

| Número de Ocorrências | | | | | | | | | | | | | | |
|-----------------------|-----------|----------|----------|----------|-----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|-----------------|-----------------|
| Subsistema | Jan | Fev | Mar | Abr | Mai | Jun | Jul | Ago | Set | Out | Nov | Dez | 2019 Jan-Mai | 2018 Jan-Mai |
| SIN** | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | | | | | | | 0 | 2 |
| S | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | | | | | | | | 1 | 0 |
| SE/CO | 3 | 2 | 1 | 3 | 0 | | | | | | | | 9 | 4 |
| NE | 2 | 0 | 2 | 1 | 0 | | | | | | | | 5 | 4 |
| N | 1 | 0 | 1 | 2 | 3 | | | | | | | | 7 | 2 |
| Isolados | 6 | 6 | 3 | 2 | 10 | | | | | | | | 27 | 16 |
| TOTAL | 12 | 9 | 7 | 8 | 13 | 0 | 49 | 28 |

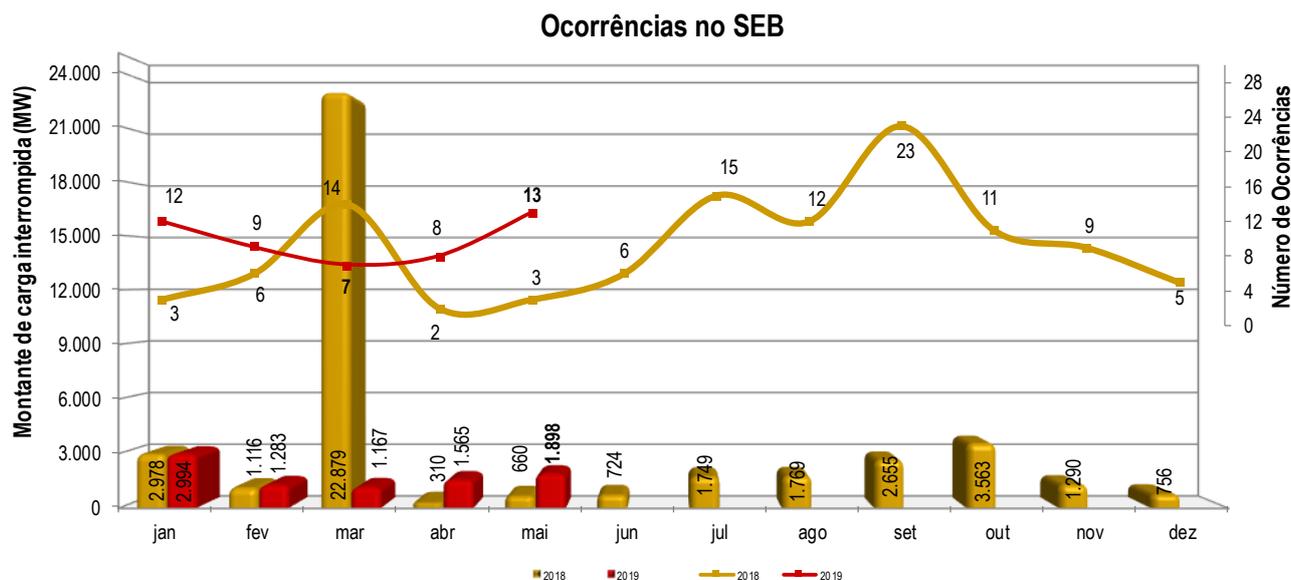


Figura 28. Ocorrências no SEB: montante de carga interrompida e número de ocorrências.

* 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 / ED RR / Eletronorte

11.2. Indicadores de Continuidade *

Tabela 19. Evolução do DEC em 2019.

| Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (h) - DEC - 2019 | | | | | | | | | | | | | | |
|-----------------------------------------------------------------------------|------|------|------|------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|--------------|------------|
| Região | Jan | Fev | Mar | Abr | Mai | Jun | Jul | Ago | Set | Out | Nov | Dez | Acum. Ano ** | Limite Ano |
| Brasil | 1,47 | 1,36 | 1,28 | 1,01 | | | | | | | | | 5,13 | 12,47 |
| S | 1,65 | 1,07 | 0,94 | 0,83 | | | | | | | | | 4,50 | 10,59 |
| SE | 1,06 | 0,99 | 0,84 | 0,62 | | | | | | | | | 3,52 | 8,61 |
| CO | 2,28 | 1,93 | 1,66 | 1,28 | | | | | | | | | 7,17 | 14,32 |
| NE | 1,48 | 1,66 | 1,79 | 1,37 | | | | | | | | | 6,31 | 14,33 |
| N | 2,87 | 2,61 | 2,53 | 2,30 | | | | | | | | | 10,31 | 33,40 |

Tabela 20. Evolução do FEC em 2019.

| Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (nº de interrupções) - FEC - 2019 | | | | | | | | | | | | | | |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------|------|------|------|------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|--------------|------------|
| Região | Jan | Fev | Mar | Abr | Mai | Jun | Jul | Ago | Set | Out | Nov | Dez | Acum. Ano ** | Limite Ano |
| Brasil | 0,74 | 0,63 | 0,62 | 0,53 | | | | | | | | | 2,53 | 9,21 |
| S | 0,88 | 0,62 | 0,56 | 0,50 | | | | | | | | | 2,56 | 8,21 |
| SE | 0,59 | 0,48 | 0,44 | 0,36 | | | | | | | | | 1,88 | 6,38 |
| CO | 1,02 | 0,76 | 0,75 | 0,78 | | | | | | | | | 3,31 | 11,29 |
| NE | 0,62 | 0,65 | 0,71 | 0,58 | | | | | | | | | 2,57 | 9,24 |
| N | 1,53 | 1,40 | 1,44 | 1,32 | | | | | | | | | 5,71 | 28,22 |

*Conforme Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

**Nos valores de DEC e FEC acumulados são ajustadas as variações mensais do número de unidades consumidoras.

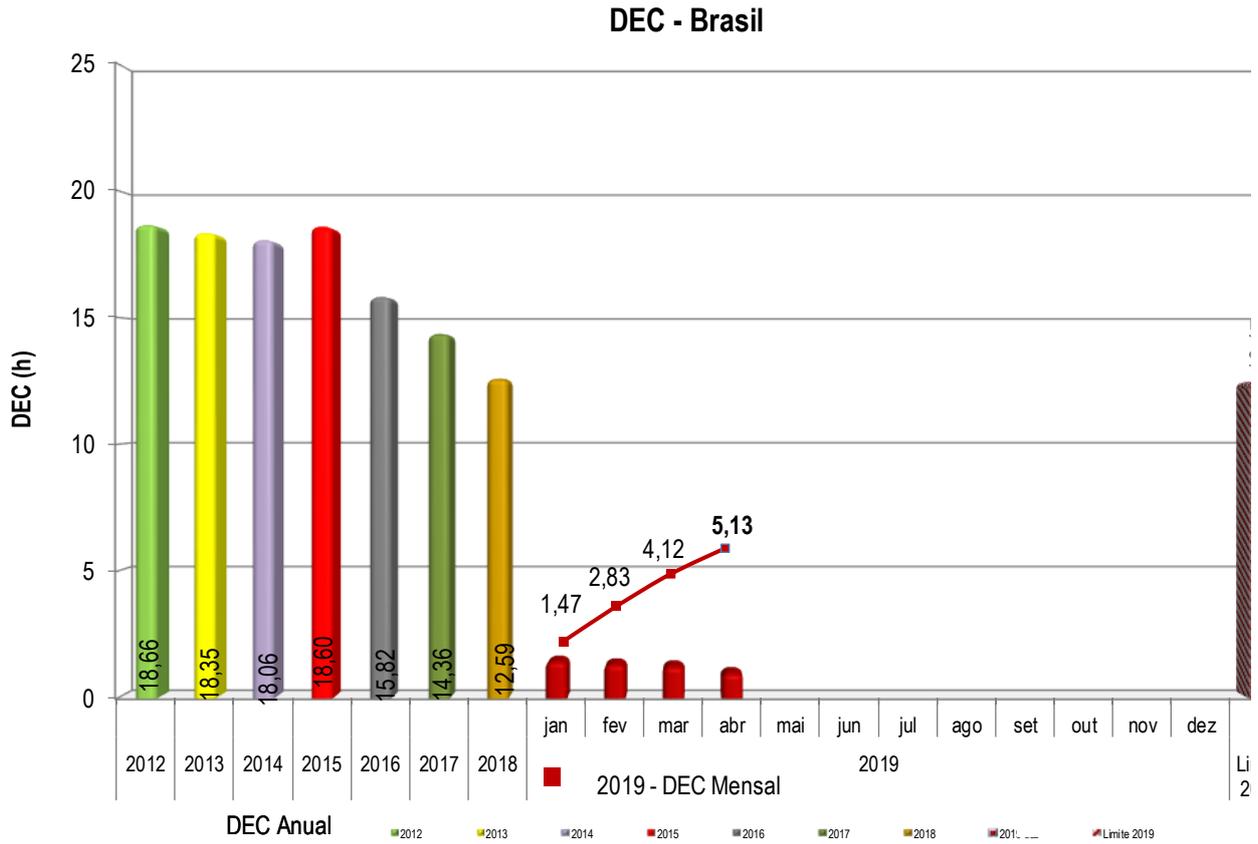


Figura 29. DEC do Brasil.

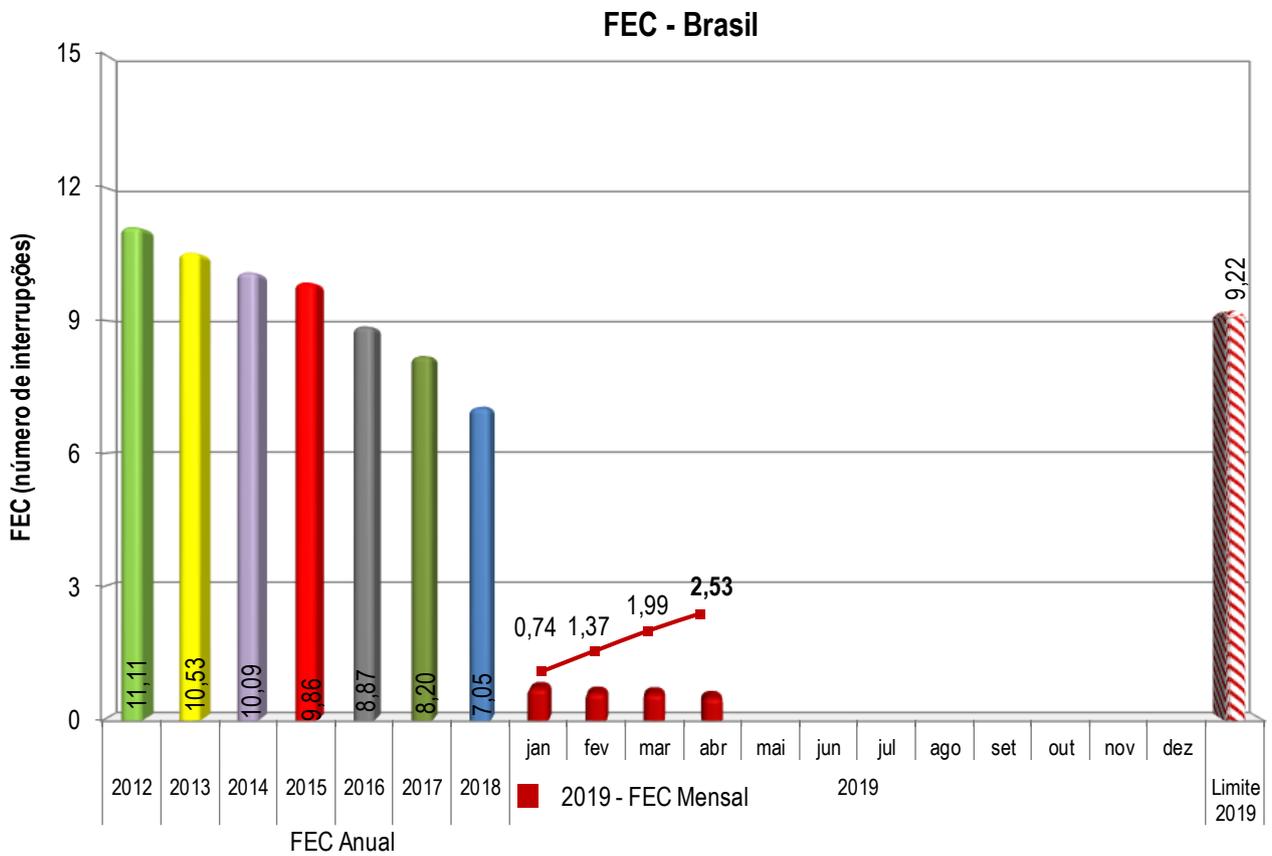


Figura 30. FEC do Brasil.

Dados contabilizados até abril de 2019 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 |
| CGH – Central Geradora Hidrelétrica | NUCR - Número de Unidades Consumidoras Residenciais |
| CMO – Custo Marginal de Operação | NUCT - Número de Unidades Consumidoras Totais |
| CO - Centro-Oeste | ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico |
| CVaR – <i>Conditional Value at Risk</i> | PCH - Pequena Central Hidrelétrica |
| DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora | PIE - Produtor Independente de Energia |
| DMSE - Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico | PMO - Programa Mensal de Operação |
| EAR – Energia Armazenada | Proinfra - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica |
| ENA - Energia Natural Afluenta | S - Sul |
| EPE - Empresa de Pesquisa Energética | SE - Sudeste |
| ERAC - Esquema Regional de Alívio de Carga | SEB - Sistema Elétrico Brasileiro |
| ESS - Encargo de Serviço de Sistema | SEE - Secretaria de Energia Elétrica |
| FC - Fator de Carga | SEP – Sistemas Especiais de Proteção |
| FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora | SI - Sistemas Isolados |
| GD - Geração Distribuída | SIN - Sistema Interligado Nacional |
| GE - Garantia de Suprimento Energético | SPE - Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético |
| GNL - Gás Natural Liquefeito | 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 |