

# Setor Elétrico

*Por Gláucia Fernandes, Guilherme Pereira e Vanderlei Martins*

## A) DEMANDA

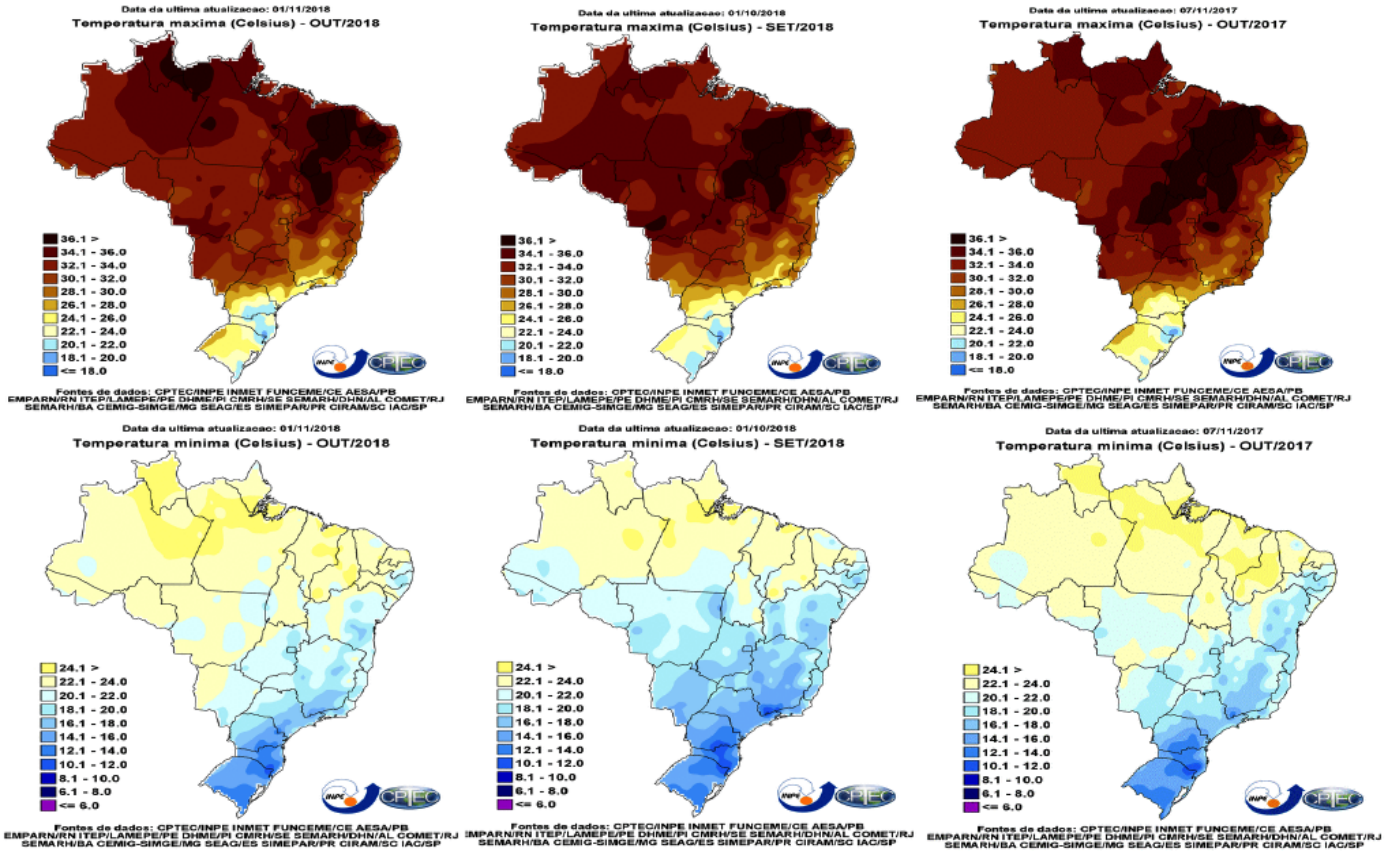
**Tabela 5.1: Consumo de Energia por Subsistema (MWmed)**

| | out-18 | out-18/set-18 | out-18/out-17 | Tendências* | set-18 | out-17 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| SE/CO | 39.305,27 | 3,12% | 0,72% | | 38.115,29 | 39.024,64 |
| S | 11.249,06 | 4,09% | 3,34% | | 10.806,97 | 10.885,18 |
| NE | 11.382,48 | 4,98% | 4,92% | | 10.842,32 | 10.848,26 |
| N | 5.507,69 | 0,69% | -3,08% | | 5.469,91 | 5.682,84 |
| SIN | 67.444,50 | 3,39% | 1,51% | | 65.234,49 | 66.440,92 |

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

Na comparação com setembro de 2018, houve um aumento significativo de 3,39% no consumo de energia do SIN. Variações positivas foram observadas em todos os subsistemas, destaque para o Nordeste com a maior taxa +4,98% e o Norte com a menor taxa de crescimento +0,69%. Esse ligeiro aumento mensal está associado ao maior número de feriados no período, bem como o aumento das temperaturas, vide Figura 5.1. Na comparação anual, o consumo de energia apresentou um ligeiro aumento de 1,51%, direcionado pela retomada econômica e consumo de energia em alguns setores industriais.

Figura 5.1: Mapas de Temperatura Máxima e Mínima no Brasil para out/18, set/18 e out/17




Fonte: CPTEC/INPE

## B) OFERTA

Em outubro a geração total de energia no SIN aumentou em 3,53%, face ao aumento de carga também observado nesse mês. A geração hidráulica constitui a principal fornecedora de energia do sistema e graças ao melhor nível dos reservatórios, as hidrelétricas conseguiram incrementar a geração em +18,39%. Esse aumento compensou a redução da geração de todas as outras fontes do sistema, como pode ser observado na tabela 5.2

A maior participação das hidrelétricas e consequentemente a redução no uso de térmicas favoreceu a desaceleração do fator de emissão de GEE ($tCO_2$/MWh) em -32,15%.

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

| | | out-18 | out-18/set-18 | out-18/out-17 | Tendências* | set-18 | out-17 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| SE/CO | Hidráulica | 19.475,88 | 16,25% | 9,53% | | 16.753,25 | 17.781,04 |
| | Nuclear | 1.891,43 | -6,00% | 18,46% | | 2.012,14 | 1.596,71 |
| | Térmica | 6.646,67 | -23,09% | -29,83% | | 8.642,50 | 9.472,37 |
| | Eólica | 9,64 | 30,99% | -29,11% | | 7,36 | 13,60 |
| | Solar | 116,58 | -12,53% | 178,71% | | 133,28 | 41,83 |
| | Total | 28.140,20 | 2,15% | -2,65% | | 27.548,53 | 28.905,55 |
| S | Hidráulica | 10.546,76 | 14,10% | 28,62% | | 9.243,48 | 8.199,63 |
| | Térmica | 1.228,18 | -9,46% | -28,54% | | 1.356,54 | 1.718,78 |
| | Eólica | 715,09 | -12,00% | -16,04% | | 812,61 | 851,75 |
| | Solar | 0,38 | 11,76% | -26,23% | | 0,34 | 0,52 |
| | Total | 12.490,41 | 9,44% | 15,97% | | 11.412,97 | 10.770,67 |
| NE | Hidráulica | 1.965,72 | 10,70% | 27,11% | | 1.775,71 | 1.546,50 |
| | Térmica | 2.038,25 | -25,62% | -43,42% | | 2.740,46 | 3.602,38 |
| | Eólica | 5.546,44 | -17,04% | -2,12% | | 6.685,49 | 5.666,51 |
| | Solar | 272,76 | -1,52% | 68,66% | | 276,97 | 161,72 |
| | Total | 9.823,17 | -14,42% | -10,51% | | 11.478,63 | 10.977,11 |
| N | Hidráulica | 3.935,00 | 3,55% | 40,56% | | 3.800,00 | 2.799,43 |
| | Térmica | 2.466,81 | -20,08% | -15,62% | | 3.086,43 | 2.923,45 |
| | Eólica | 162,35 | -15,78% | -11,89% | | 192,78 | 184,26 |
| | Solar | 0,00 | - | - | | 0,00 | 0,00 |
| | Total | 6.564,16 | -7,28% | 11,12% | | 7.079,21 | 5.907,13 |
| Itaipu | | 10.016,00 | 38,54% | 4,92% | | 7.229,50 | 9.546,36 |
| Total | Hidráulica | 45.939,36 | 18,39% | 15,21% | | 38.801,94 | 39.872,96 |
| | Nuclear | 1.891,43 | -6,00% | 18,46% | | 2.012,14 | 1.596,71 |
| | Térmica | 12.379,91 | -21,77% | -30,12% | | 15.825,93 | 17.716,97 |
| | Eólica | 6.433,52 | -16,43% | -4,21% | | 7.698,24 | 6.716,12 |
| | Solar | 389,72 | -5,08% | 90,98% | | 410,59 | 204,07 |
| SIN | | 67.033,94 | 3,53% | 1,40% | | 64.748,84 | 66.106,83 |

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

Na comparação anual, observa-se um incremento de +1,40% na geração total do sistema. A geração hidráulica apresentou aumento de +15,21% e nuclear com +18,46%. Por outro lado, as gerações térmica e eólica apresentaram uma redução de -30,12% e -4,21%. Vale a pena destacar o crescimento da geração solar +90,98%, direcionado por novos projetos solares fotovoltaicos. Assim, a diminuição da geração térmica contribuiu para uma redução de 41,29% do fator de emissão de GEE ($tCO_2$/MWh).

**Tabela 5.3: Fator de Emissão de GEE ($tCO_2$/MWh)**

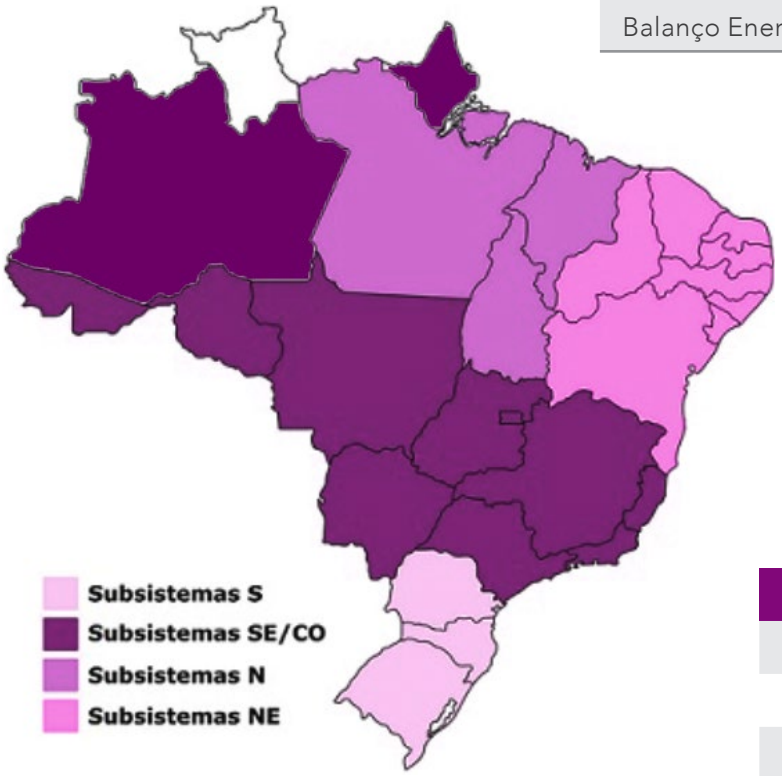
| | out-18 | out-18/set-18 | out-18/out-17 | Tendências* | set-18 | out-17 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| SIN | 0,0802 | -32,15% | -41,29% | | 0,1182 | 0,1366 |

* Tendências nos últimos 12 meses
Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do MCTI

## C) BALANÇO ENERGÉTICO

**Figura 5.2: Mapa de Balanço Energético dos Subsistemas do SIN**

Balanço Energético (+) Superávit
(-) Déficit




| Subsistema N | |
|---|---|
| Carga | 5.508 |
| Geração Hídrica | 3.935 |
| Geração Térmica | 2.467 |
| Geração Eólica | 162 |
| Balanço Energético | 1.056 |

| Subsistema NE | |
|---|---|
| Carga | 11.382 |
| Geração Hídrica | 1.966 |
| Geração Térmica | 2.038 |
| Geração Eólica | 5.546 |
| Geração Solar | 273 |
| Balanço Energético | -1.559 |

| Subsistema SE/CO | |
|---|---|
| Carga | 39.305 |
| Geração Hídrica | 19.476 |
| Geração de Itaipu | 10.016 |
| Geração Térmica | 6.647 |
| Geração Nuclear | 1.891 |
| Geração Eólica | 10 |
| Geração Solar | 117 |
| Balanço Energético | -1.149 |

| Subsistema S | |
|---|---|
| Carga | 11.249 |
| Geração Hídrica | 10.547 |
| Geração Térmica | 1.228 |
| Geração Eólica | 715 |
| Balaço Energético | 1.241 |

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do ONS

Conforme os dados apresentados na Figura 5.2 e na Tabela 5.4, no mês de outubro de 2018 os subsistemas SE/CO e NE foram deficitários, precisando receber assim 1.149 MWMed e 1.559 MWMed, respectivamente. A maior parte dessa energia foi suprida pelo subsistema N e S, superavitários em 1.056 MWMed e 1.241 MWMed, respectivamente. Além disso, foram importados na forma de intercâmbio internacional 410 MWMed, -15,55% a menos em relação ao mês anterior.

**Tabela 5.4: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)**

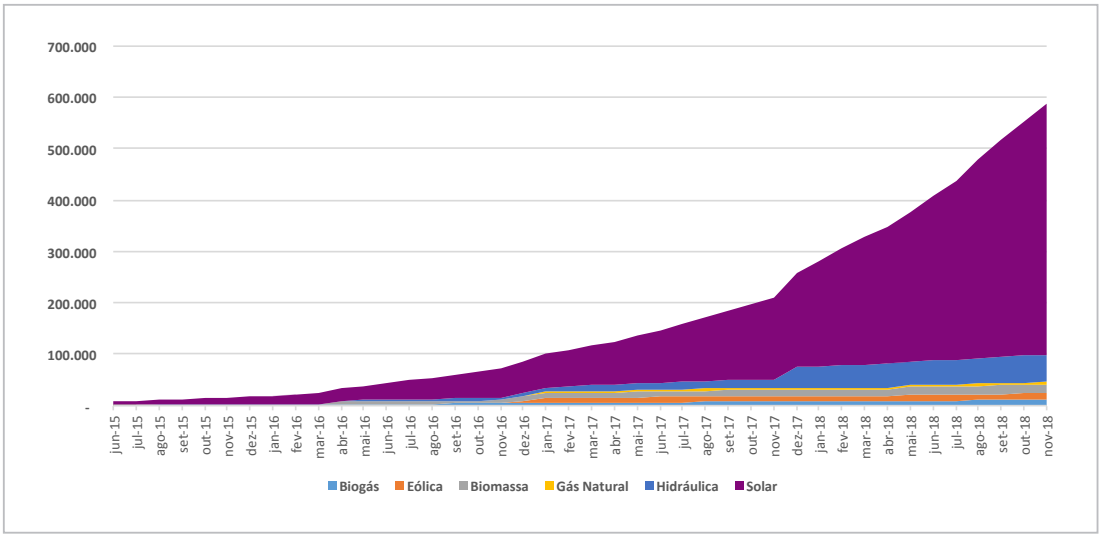
| | out-18 | out-18/set-18 | out-18/out-17 | Tendências* | set-18 | out-17 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| S - SE/CO | 1.651,89 | 51,32% | 652,28% | | 1.091,64 | 219,58 |
| Internacional - S | 410,55 | -15,55% | 22,89% | | 486,14 | 334,09 |
| N - NE | 823,02 | 244,39% | 1354,36% | | 238,98 | 56,59 |
| N - SE/CO | 233,46 | -82,96% | 39,21% | | 1.370,34 | 167,70 |
| SE/CO - NE | 736,28 | 184,12% | 497,04% | | -875,28 | -185,44 |

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

## D) MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

No mês de novembro, a micro e mini geração distribuída adicionou 32,7 MW de capacidade instalada ao sistema elétrico (Resolução Normativa nº 482 da ANEEL de 17 de abril de 2012). O destaque deste mês foi para geração a partir de biomassa (+7,1%), em seguida solar fotovoltaica (+6,9%), biogás e gás natural, ambas com 1,7%. Assim, a MMGD acumulou 586,6 MW em operação distribuída de energia, sendo 83% via solar fotovoltaica; 9,2% de geração hidráulica; 3,1% a partir de biomassa; 2,3% oriunda de biogás; 1,8% de geração eólica e por fim 0,7% para cogeração qualificada a partir de gás natural. – vide Figura 5.3.

**Figura 5.3: Histórico da Capacidade Instalada da Micro e Minigeração Distribuída (em kW)**




Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL

A FGV Energia apresenta a tabela 5.5 com o ranking dos Estados no que diz respeito a evolução da capacidade instalada de MMGD e quais possuem o maior número acumulado de prosumers[14].

**Tabela 5.5: Ranking dos Estados por Capacidade Instalada e Número de Conexões de Micro e Minigeração Distribuída.**

| RANKING 2018 | RANKING 2017 | UF | nov/18 | | nov/17 | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | kW | Nº | kW | Nº |
| 1º | 1º | MG | 151.084 | 20.510 | 44.831 | 5.252 |
| 2º | 2º | RS | 82.536 | 8.021 | 26.997 | 2.737 |
| 3º | 3º | SP | 63.321 | 10.057 | 23.153 | 4.191 |
| 4º | 5º | SC | 37.266 | 4.660 | 15.886 | 2.033 |
| 5º | 7º | PR | 36.501 | 3.308 | 11.437 | 1.380 |
| 6º | 4º | CE | 30.969 | 1.594 | 22.335 | 813 |
| 7º | 6º | RJ | 29.540 | 3.249 | 14.092 | 1.569 |
| 8º | 8º | MT | 23.362 | 1.546 | 9.498 | 481 |
| 9º | 9º | GO | 19.242 | 2.222 | 7.165 | 1.119 |
| 10º | 10º | PE | 16.718 | 1.367 | 5.299 | 508 |
| 11º | 12º | BA | 13.855 | 1.462 | 4.061 | 491 |
| 12º | 15º | MS | 12.533 | 1.939 | 3.133 | 433 |
| 13º | 11º | RN | 11.836 | 921 | 4.376 | 321 |
| 14º | 14º | DF | 9.964 | 731 | 3.202 | 318 |
| 15º | 19º | PB | 9.588 | 945 | 1.644 | 235 |
| 16º | 18º | ES | 8.974 | 1.338 | 2.408 | 711 |
| 17º | 16º | PI | 8.098 | 582 | 2.857 | 201 |
| 18º | 17º | MA | 6.192 | 627 | 2.617 | 224 |
| 19º | 13º | RO | 4.915 | 116 | 3.886 | 60 |
| 20º | 23º | PA | 4.366 | 470 | 496 | 105 |
| 21º | 22º | SE | 3.542 | 390 | 825 | 100 |
| 22º | 21º | AL | 3.112 | 314 | 1.167 | 95 |
| 23º | 20º | TO | 2.895 | 361 | 1.275 | 165 |
| 24º | 25º | AM | 697 | 81 | 250 | 27 |
| 25º | 26º | AC | 612 | 38 | 114 | 11 |
| 26º | 24º | AP | 547 | 45 | 306 | 8 |
| 27º | 27º | RR | 245 | 9 | 80 | 4 |
| | **TOTAL** | | **592.506** | **66.903** | **213.389** | **23.592** |

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

- Na região Sudeste, Minas Gerais lidera o ranking em 2018 e 2017, como o estado da federação com maior número de conexões de MMGD. Cabe destacar por outro lado, que o estado do Rio de Janeiro perdeu uma colocação no ranking em 2018 e possui grande potencial de crescimento dos seus números;
- Entre os estados brasileiros, estão entre os primeiros do ranking com relevante participação toda a região Sul do país, com a liderança do Rio Grande do Sul, seguido de Santa Catarina e Paraná;
- No período de 2017 até 2018, a MMGD cresce em todos os estados brasileiros.

[14] Prosumer é um termo originado do inglês que provém da junção de producer (produtor) + consumer (consumidor) ou professional (profissional) + consumer (consumidor).

## E) DISPONIBILIDADE

**Tabela 5.6: Energia Natural Afluente-ENA e a Relação com as Respectivas MLTs (MWmed)**

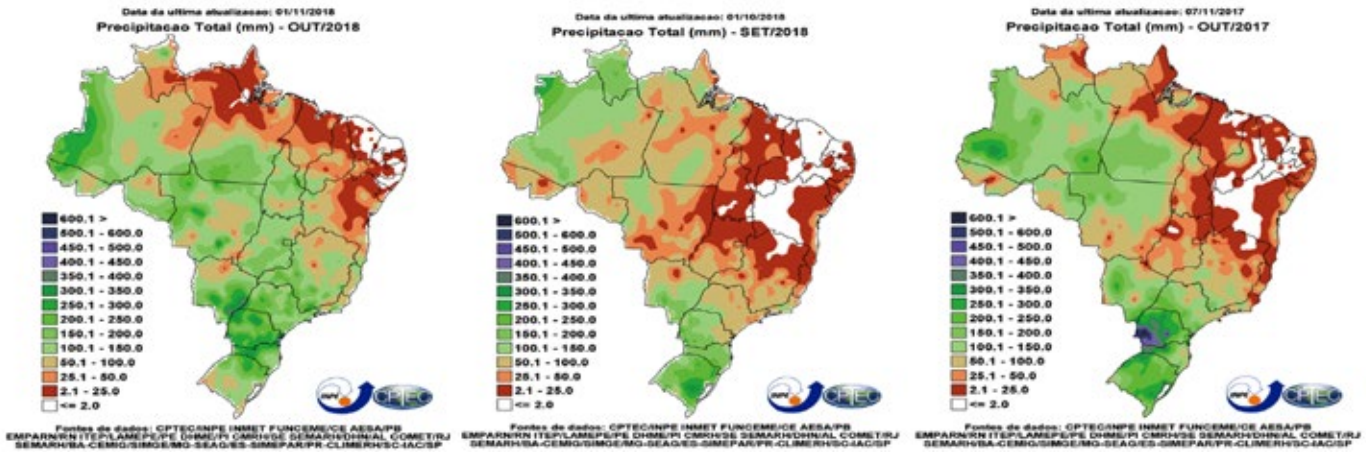
| | out-18 | | out-18/set-18 | out-18/out-17 | Tendências* | set-18 | | out-17 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| SE/CO | 25.733,00 | 109,35% | 58,13% | 62,27% | | 16.273,00 | 82,80% | 15.858,00 | 67,84% |
| S | 16.230,00 | 119,56% | 37,73% | 47,94% | | 11.784,00 | 97,88% | 10.971,00 | 80,75% |
| NE | 1.351,00 | 40,70% | 10,83% | 94,39% | | 1.219,00 | 40,10% | 695,00 | 20,80% |
| N | 1.620,00 | 66,99% | -2,11% | 55,02% | | 1.655,00 | 72,01% | 1.045,00 | 50,06% |
| SIN | 44.934,00 | - | 45,27% | 57,28% | | 30.931,00 | - | 28.569,00 | - |

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

Através da Figura 5.4, na comparação com o mês de setembro de 2018, pode-se perceber uma leve melhora da precipitação total, fazendo com que a disponibilidade hídrica aumentasse 45,27% no SIN. No subsistema S, praticamente todo o território possui precipitação maior que 100.1 mm. Dessa forma, a ENA disponível aumentou em 37,73% entre os meses de outubro e setembro nesse subsistema. O único que apresentou variação negativa foi o subsistema N.

Ao se observar a relação entre ENA e MLT[15], pode-se perceber que a disponibilidade hídrica no SE/CO e S é ligeiramente acima da média histórica, 109,35% e 119,56% respectivamente. Por outro lado no NE e no N, esse valores estão bem abaixo das médias históricas, como pode ser observado na tabela 5.6.

**Figura 5.4: Mapas de Ocorrência de Pluviosidade no Brasil para out/18, set/18 e out/17.**



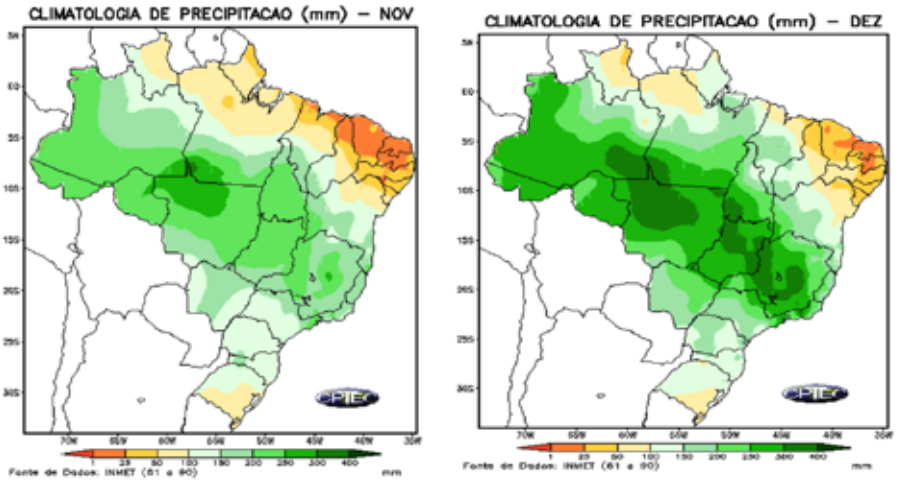

Fonte: CPTEC/INPE

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

Na comparação anual, a disponibilidade hídrica no mês de outubro de 2018 foi melhor do que a de outubro de 2017, pois houve um aumento de 57,28%. Todas as ENAs tiveram uma variação positiva, com destaque para a do NE, com uma variação de 94,39%.

A Figura 5.5 apresenta a pluviosidade média para os meses de novembro e dezembro, onde é possível observar um aumento das áreas de maior precipitação, acompanhando o final do período seco. Dessa maneira, a expectativa é que a disponibilidade hídrica melhore nos próximos meses.

**Figura 5.5: Mapas de Pluviosidade Média no Brasil para novembro e dezembro**




Fonte: CPTEC/INPE

## F) ESTOQUE

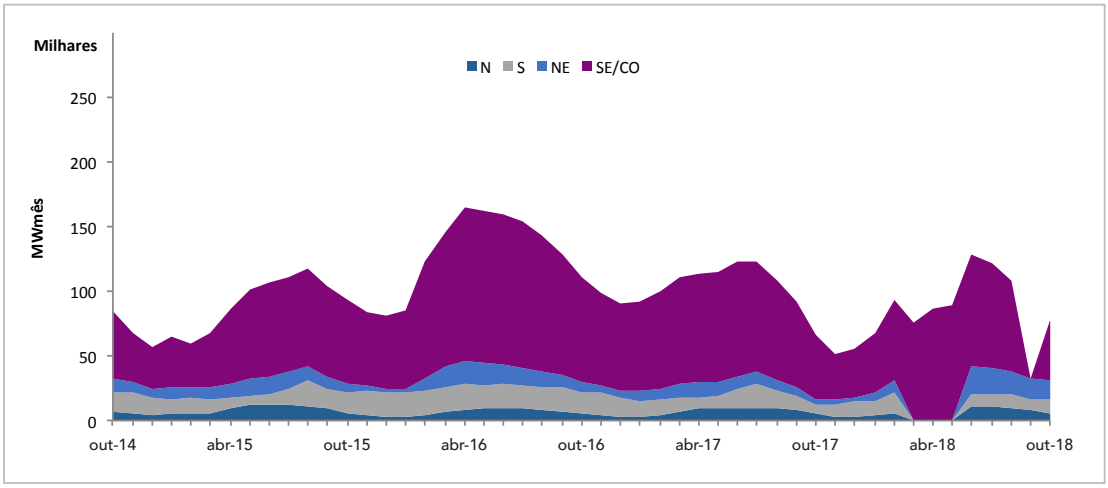
Como consequência dos volumes pluviométricos observados entre os meses de setembro e outubro, foi registrado uma redução de 5,00% na Energia Armazenada (EAR) do SIN, fazendo com que o volume de água armazenado seja apenas 25,31% da capacidade do reservatório, como pode ser observado na Tabela 5.7. O subsistema S foi o único que apresentou acúmulo de EAR, atingindo 74,36% da capacidade do reservatório. Nos outros subsistemas houve uma redução da EAR de 11,72% no SE/CO, 10,31% no NE e 34,49% no N. Quando comparado aos resultados registrados no ano anterior, observa-se um aumento na EAR de 41,84%. Houve um considerável acúmulo de EAR no NE, passando de 3.108 MWmês para 13.340 MWmês, o que representou uma variação de 329,21%. Todavia, a situação ainda é delicada, pois a energia acumulada representou apenas 25,74% da capacidade do reservatório nesse subsistema. No SE/CO, N e no S, também foi possível observar um aumento da EAR.

**Tabela 5.7: Energia Armazenada-EAR (MWmês)**

| | out-18 | | out-18/set-18 | out-18/out-17 | Tendências* | set-18 | | out-17 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | EAR | % Reservatório | | | | EAR | % Reservatório | EAR | % Reservatório |
| SE/CO | 41.218 | 20,28% | -11,72% | 15,12% | | 46.692 | 22,97% | 35.804 | 17,61% |
| S | 14.946 | 74,36% | 53,77% | 53,75% | | 9.720 | 48,36% | 9.721 | 48,36% |
| NE | 13.340 | 25,74% | -10,31% | 329,21% | | 14.874 | 28,70% | 3.108 | 6,00% |
| N | 3.957 | 26,30% | -34,49% | 25,22% | | 6.040 | 40,14% | 3.160 | 21,01% |
| SIN | 73.461 | 25,31% | -5,00% | 41,84% | | 77.326 | 26,64% | 51.793 | 17,84% |

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

**Figura 5.6: Histórico de Energia Armazenada-EAR (MWmês)**




Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

## G) CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO – CMO

Entre os meses de setembro e outubro de 2018 o CMO médio caiu aproximadamente 40% em todos os subsistemas, chegando a 268,17 R$/MWh nos subsistemas SE/CO, S, NE e N, como pode ser observado na Tabela 5.8. Quando comparado com outubro de 2017, a redução observada foi de aproximadamente 66%.

**Tabela 5.8: CMO Médio Mensal - R$/MWh**

| | out-18 | out-18/set-18 | out-18/set-17 | Tendências* | set-18 | out-17 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| SE/CO | 268,17 | -40,36% | -65,86% | | 449,65 | 785,52 |
| S | 268,17 | -40,36% | -65,86% | | 449,65 | 785,52 |
| NE | 268,17 | -40,36% | -65,86% | | 449,65 | 785,52 |
| N | 268,17 | -40,43% | -65,86% | | 450,19 | 785,52 |

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

## H) TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Como pode ser observado nas Tabelas 5.9, ao longo do período, foram verificados os processos de reajuste tarifário em 6 distribuidoras.

No processo de reajuste tarifário, a distribuidora a CERMC, que atende 3 mil unidades consumidoras em São Paulo, teve um reajuste tarifário médio de 10%, sendo 9,38% na baixa tensão e 10,78% na alta tensão. Os reajustes são válidos a partir de 20 de novembro de 2018.

A DEMD que atende 76.224 mil unidades consumidoras localizadas em Minas Gerais teve suas tarifas de energia elétrica reajustadas a partir de 22 de novembro de 2018 em 21,08% em média, sendo 20,09% para os consumidores da baixa tensão, 22,78% para os consumidores da alta tensão.

Atendendo a 1,26 milhão de unidades consumidoras localizadas no estado do Piauí, a Cepisa teve suas tarifas reajustadas em 12,40% para os consumidores da baixa tensão e em 13,61% para os consumidores da alta tensão, gerando em média um crescimento de 12,64% nas tarifas de energia. As novas tarifas da Cepisa entraram em vigor em 27 de novembro de 2018.

A CEA, que atende a 205 mil unidades consumidoras localizadas em 16 municípios do Amapá, teve reajuste médio de 5,35% na alta tensão e 2,22% na baixa tensão, o que resultou em aumento médio de 4,60% nas tarifas a partir de 11 de dezembro de 2018.

Com 641 mil unidades consumidoras, a Ceron teve suas tarifas médias reajustadas em 25,34%, sendo 24,75% o efeito médio na baixa tensão e 27,12% o efeito médio na alta tensão. As novas tarifas entraram em vigor em de 11 de dezembro de 2018.

A Eletroacre, que atende 263 mil unidades consumidoras localizadas no estado do Acre, teve um reajuste tarifário médio de 21,29%, sendo 19,82% na baixa tensão e 28,04% na alta tensão. Os reajustes são válidos a partir de 11 de dezembro de 2018.

**Tabela 5.9: Reajustes Tarifários (Variação % Média)**

| Sigla | Concessionária | Estado | Índice de Reajuste Tarifário | Data |
|---|---|---|---|---|
| CERMC | Cooperativa de Eletrificação e Desenvolvimento da Região de Mogi das Cruzes | SP | 10,00% | 20/nov |
| DMED | DME Distribuição S.A. | MG | 21,08% | 22/nov |
| Cepisa | Companhia Energética do Piauí | PI | 12,64% | 27/nov |
| CEA | Companhia de Eletricidade do Amapá | AP | 4,60% | 11/dez |
| Ceron | Centrais Elétricas de Rondônia | RO | 25,34% | 11/dez |
| Eletroacre | Companhia de Eletricidade do Acre | AC | 21,29% | 11/dez |

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL.

## I) EXPANSÃO

No período de 15 de dezembro de 2018 até 31 de dezembro de 2025, a expansão prevista, considerando apenas projetos sem graves restrições para entrada em operação, é de aproximadamente 23.032 MW. Conforme apresentado na Tabela 5.10, até o final de 2018, a expectativa é que a capacidade de geração do sistema seja incrementada em 2.479,70 MW, sendo aproximadamente 20% em termelétrica, 2% em Biomassa, 15% em Solar, 29% em hidrelétrica, 2% em PCH e 32% em eólica.

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

| Fonte | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Termelétrica | 499,74 | 796,38 | 2.100,79 | 1.334,50 | 50,00 | - | 4.781 |
| Biomassa | 50,00 | 100,82 | 246,87 | 715,65 | - | 3.523,70 | 4.637 |
| Solar | 374,80 | 497,26 | 30 | 694,00 | 494,86 | - | 2.091 |
| Hidrelétrica | 711,11 | 3.402,54 | 1.833 | 32,00 | 71,22 | 35,18 | 6.085 |
| PCH | 58,40 | 96,69 | 365,79 | 525,77 | 230,54 | 31,05 | 1.308 |
| Eólica | 785,65 | 1.726,40 | 222,90 | - | 487,10 | 906,93 | 4.129 |
| Total | 2.479,70 | 6.620,09 | 4.799,68 | 3.301,92 | 1.333,72 | 4.496,86 | 23.032 |

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

## J) LEILÕES

O objeto do Leilão de Energia nº 03/2018-ANEEL, denominado A-6 de 2018, foi parcialmente homologado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) no dia 27/11/2018. O certame é destinado à contratação de novos empreendimentos de geração, com início de suprimento para 1º de janeiro de 2024. No leilão a energia foi comercializada por 38 agentes, responsáveis por 62 empreendimentos, sendo: 48 Usinas Eólicas; 6 Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs); 4 Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGHs); 2 Usinas Termelétricas a biomassa (bagaço de cana) e 1 Usina Termelétrica a Gás Natural; e 1 Usina Hidrelétrica (UHE).

Na sexta-feira 7/12/2018 a Aneel e a CCEE realizaram os Leilões de Energia Existente A-1 e A-2 de 2018 para suprir as necessidades de distribuidoras que atendem o consumidor final, totalizando um valor de R$ 1 bilhão. A negociação foi de 4 MW médios em energia elétrica para fornecimento entre 1º de janeiro de 2019 e 31 de dezembro de 2020, e 359 MW médios entre 1º de janeiro de 2020 e 31 de dezembro de 2021. O Leilão de Energia Existente A-1 negociou energia ao preço médio de R$ 142,99/MWh, com deságio de 16% em relação ao preço-teto estabelecido, de R$ 170,00/MWh. No Leilão de Energia Existente A-2, o preço médio da energia ficou em R$ 161,35/MWh, com deságio de 0,4% em relação ao preço-teto de R$ 162,00/MWh.