

Nota Técnica

Nº 69

Diset

Diretoria de Estudos e Políticas Setoriais
de Inovação e Infraestrutura

Junho de 2020

CONTEXTUALIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E O PLANEJAMENTO DA INFRAESTRUTURA NO LONGO PRAZO

Rogério Diogne de Souza e Silva



Nota Técnica

Nº 69

Diset

Diretoria de Estudos e Políticas Setoriais
de Inovação e Infraestrutura

CONTEXTUALIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E O PLANEJAMENTO DA INFRAESTRUTURA NO LONGO PRAZO

Rogério Diogne de Souza e Silva

ipea

Governo Federal

Ministério da Economia

Ministro Paulo Guedes

ipea Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada

Fundação pública vinculada ao Ministério da Economia, o Ipea fornece suporte técnico e institucional às ações governamentais – possibilitando a formulação de inúmeras políticas públicas e programas de desenvolvimento brasileiros – e disponibiliza, para a sociedade, pesquisas e estudos realizados por seus técnicos.

Presidente

Carlos von Doellinger

Diretor de Desenvolvimento Institucional

Manoel Rodrigues Junior

Diretora de Estudos e Políticas do Estado, das Instituições e da Democracia

Flávia de Holanda Schmidt

Diretor de Estudos e Políticas

Macroeconômicas

José Ronaldo de Castro Souza Júnior

Diretor de Estudos e Políticas Regionais, Urbanas e Ambientais

Nilo Luiz Saccaro Júnior

Diretor de Estudos e Políticas Setoriais de Inovação e Infraestrutura

André Tortato Rauen

Diretora de Estudos e Políticas Sociais

Lenita Maria Turchi

Diretor de Estudos e Relações Econômicas e Políticas Internacionais

Ivan Tiago Machado Oliveira

Assessora-chefe de Imprensa e Comunicação

Mylena Fiori

Ouvidoria: <http://www.ipea.gov.br/ouvidoria>

URL: <http://www.ipea.gov.br>

Nota Técnica

Nº 69

Diset

Diretoria de Estudos e Políticas Setoriais
de Inovação e Infraestrutura

Junho de 2020

CONTEXTUALIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E O PLANEJAMENTO DA INFRAESTRUTURA NO LONGO PRAZO

Rogério Diogne de Souza e Silva

ipea

EQUIPE TÉCNICA

Rogério Diogne de Souza e Silva

Pesquisador do Subprograma de Pesquisa para o Desenvolvimento Nacional (PNPD) na Diretoria de Estudos e Políticas Setoriais de Inovação e Infraestrutura (Diset) do Ipea.

As publicações do Ipea estão disponíveis para *download* gratuito nos formatos PDF (todas) e EPUB (livros e periódicos). Acesse: <<http://www.ipea.gov.br/portal/publicacoes>>.

As opiniões emitidas nesta publicação são de exclusiva e inteira responsabilidade dos autores, não exprimindo, necessariamente, o ponto de vista do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada ou do Ministério da Economia.

É permitida a reprodução deste texto e dos dados nele contidos, desde que citada a fonte.
Reproduções para fins comerciais são proibidas.

SUMÁRIO

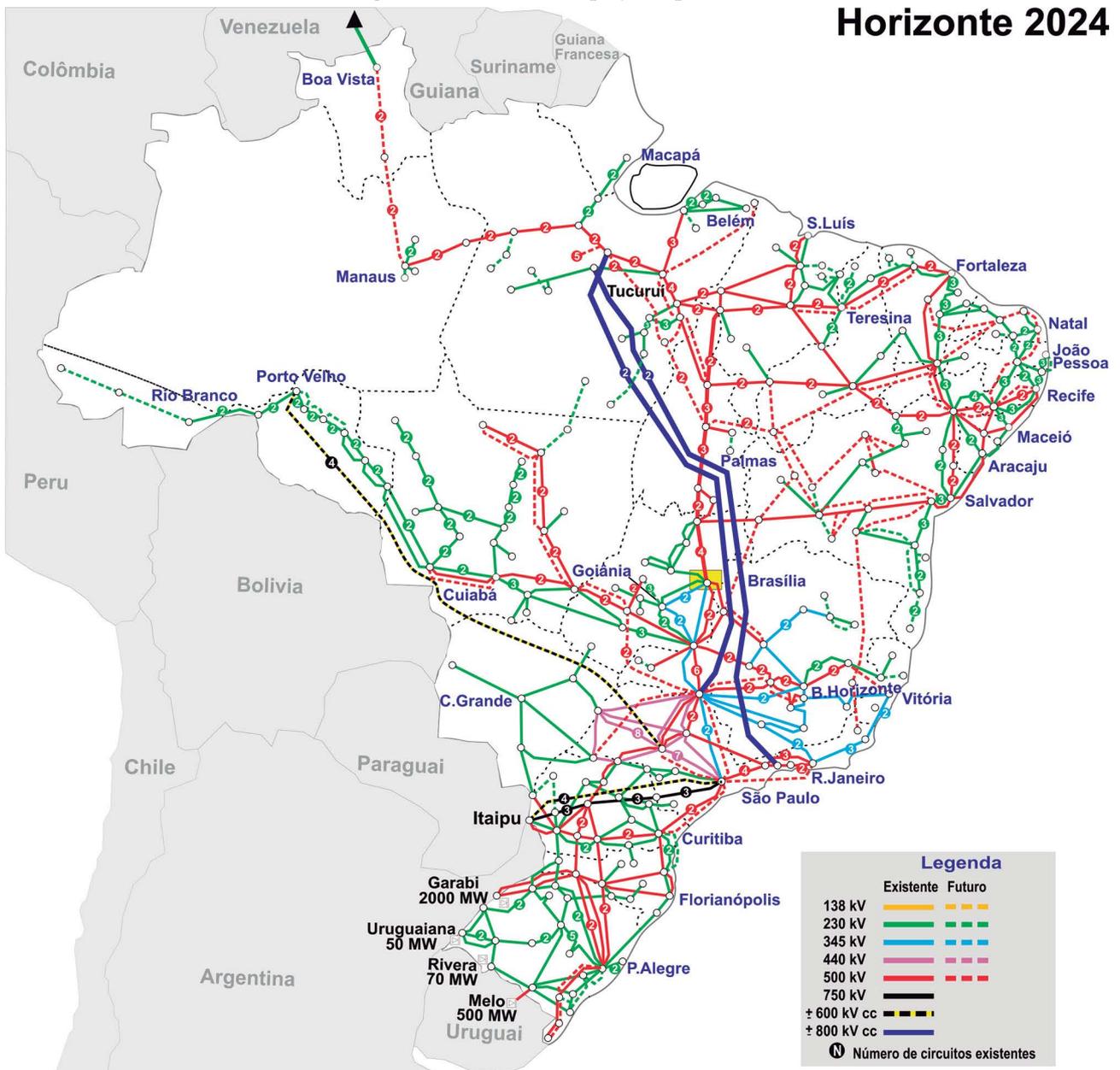
1 O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: CONTEXTUALIZAÇÃO	7
2 CENÁRIOS E PREVISÕES	13
3 TENDÊNCIAS INTERNACIONAIS	17
REFERÊNCIAS	21

1 O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: CONTEXTUALIZAÇÃO

A rede elétrica básica brasileira é denominada como Sistema Interligado Nacional (SIN), composto por uma matriz elétrica com 166,76 GW de capacidade instalada, sendo que 85% são de fontes renováveis. Em termos de geração de energia elétrica, em 2018, foi gerado um total de 601.396 GWh. Citando as quatro fontes com maior participação, temos 388.971 GWh (64,68%) provenientes de hidrelétricas, seguidas de térmicas a gás natural, com 54.622 GWh (9,08%), térmicas a biomassa, com 52.267 GWh (8,69%), e 48.475 GWh (8,06%) de usinas eólicas. Como resultado da participação predominante de fontes renováveis, tem-se uma intensidade de emissões de 88 kgCO₂/MWh (ONS, 2020; Brasil, 2019a).

A extensão da rede básica de transmissão do Brasil é de 141.756 km de linhas de transmissão, o que o torna um dos maiores sistemas de transmissão do mundo, e percorre praticamente todo o território nacional, exceto o estado de Roraima, conforme pode ser observado na figura 1.

FIGURA 1
Sistema de transmissão de energia elétrica: existente e projeção para 2024



Fonte: ONS (2020).

O sistema de transmissão é composto por 18.748 km de linhas transmitindo em corrente contínua e o restante, por 123.008 km, em corrente alternada. O Operador Nacional do Sistema (ONS) prevê um aumento dessa extensão de 28% até 2024 (ONS, 2020).

O SIN é responsável pela entrega da energia elétrica ao nosso sistema de distribuição de eletricidade, o qual faz interface com a maioria das unidades consumidoras em nosso país. A seguir, ainda nesta primeira seção do texto, a subseção 1.1 faz uma contextualização da matriz elétrica brasileira que compõe a rede básica; a subseção 1.2 discorre sobre o sistema de distribuição de eletricidade; a subseção 1.3 aborda a característica do uso final de eletricidade; e a subseção 1.4 apresenta as ações de eficiência energética aplicadas ao setor elétrico brasileiro. A seção 2 revela e discute os cenários do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) e do Plano Nacional de Energia (PNE), complementando com previsões do ONS. A seção 3 encerra a nota técnica e apresenta cenários de geração, armazenamento e uso final de energia, com destaque para os Estados Unidos e a União Europeia (UE).

1.1 Matriz elétrica brasileira

A contextualização da matriz elétrica brasileira é importante para entender a situação atual dos recursos energéticos utilizados no país; apresentam-se dados por fontes caracterizando-as em relação a sua disponibilidade, seus custos e sua vida útil das usinas elétricas. A capacidade instalada de geração de energia elétrica, segundo o *Balanço Energético Nacional 2019: ano-base 2018* (Brasil, 2019a), é apresentada na tabela 1.

TABELA 1
Capacidade instalada de geração de energia elétrica – Brasil (2018)
(Em MW)

FORTE	
Hidrelétrica	104.139
Térmica	40.523
Eólica	14.390
Nuclear	1.990
Solar	1.798
Total	162.840

Fonte: Brasil (2019a).
Elaboração dos autores.

Com os dados da tabela 1, observa-se inicialmente que, de 2018 aos dados atuais, houve um aumento de 2,4% da capacidade instalada de geração de energia elétrica na rede básica. Em um segundo momento, destaca-se a predominância das usinas hidrelétricas (UHEs), seguidas das termelétricas; entre estas últimas, temos fontes renováveis, como a biomassa, e não renováveis, como o gás e os derivados do petróleo. A participação de usinas térmicas, além da disponibilidade de fonte primária, é importante na operação do SIN, pois termelétricas utilizam máquinas elétricas rotativas em regime permanente para gerar energia elétrica; estratégia fundamental para o controle da tensão e da frequência gerada e, conseqüentemente, da estabilidade elétrica de todo o SIN, o que justifica sua utilização com esse montante, somando-se a outras variáveis que compõem o planejamento energético integrado brasileiro.

A terceira maior fonte em capacidade instalada atualmente no Brasil é a energia eólica *onshore* (usinas cujos aerogeradores estão no continente, e não em plataformas no mar). O potencial eólico brasileiro é muito grande e, a cada ano, deve se tornar mais significativo. A energia eólica apresenta como característica a despachabilidade reduzida em comparação com as usinas hidroelétricas e termelétricas, sendo considerada uma fonte intermitente, cuja participação na conversão em energia elétrica e na integração ao SIN demandará maior esforço para o controle de estabilidade, exigindo uma operação mais dinâmica do sistema elétrico.

Com base na participação de cada fonte na matriz elétrica brasileira, apresentam-se, a seguir, as características individuais de cada uma.

1.1.1 Usinas hidrelétricas

De acordo com Brasil (2019a), as UHEs brasileiras têm 104 GW de capacidade instalada, o que corresponde a 66,6% da matriz elétrica. O potencial hidrelétrico inventariado do Brasil é de 176 GW, dos quais 108 GW já foram aproveitados – em operação ou construção; ou seja, ainda há possibilidade de 40% de expansão dessa fonte.

Quanto aos custos de investimento em UHEs no Brasil, temos um intervalo de valores significativo, com diversas variáveis de influência; para exemplificar-se, cita-se a UHE Belo Monte, com potência instalada de 11.233 MW, localizada no Pará, com custo de investimento e implantação de 2.665,30 R\$/kW. Como exemplo de limite superior, tem-se a UHE Colíder, com potência instalada de 600 MW, localizada em Mato Grosso, com custo de investimento de 10.210,60 R\$/kW. O custo médio operacional das UHEs brasileiras varia entre 30,00 R\$/kW/ano e 50,00 R\$/kW/ano; a vida útil é de trinta anos (Brasil, 2018d).

1.1.2 Usinas termelétricas a gás natural

Estas usinas participam com 8,6 % da matriz elétrica brasileira. Os custos variam entre as duas tecnologias básicas de operação, turbina a gás de ciclo simples (TGCS) e turbina a gás de ciclo combinado (TGCC), o que resulta em valores diferenciados de custos. O custo de investimento varia de 800,00 US\$/kW a 1.000,00 US\$/kW, e o custo médio operacional é de 170,00 US\$/kW/ano a 270,00 R\$/kW/ano. Quanto ao custo de combustível, ele se apresenta mais baixo para as usinas TGCC, com valor de 260,00 R\$/MWh, contra 400,00 R\$/MWh para usinas TGCS. A vida útil das usinas térmicas a gás é de vinte anos (Brasil, 2018d).

1.1.3 Usinas termelétricas a biomassa

Estas são usinas renováveis muito importantes para a matriz elétrica brasileira, com participação de 8,5% do total. Para estimar os custos, consideraram-se três tipos de biomassa: i) bagaço de cana; ii) floresta energética; e iii) residual lenhosa. Os custos de investimento são menores para as usinas que utilizam bagaço de cana, 1.200,00 US\$/kW; o maior custo apresenta-se para usinas com biomassa residual lenhosa, 1.800,00 US\$/kW. Já o custo médio operacional varia entre 90,00 R\$/kW/ano e 120,00 R\$/kW/ano. Quanto aos custos de combustível, não há custo para o bagaço de cana. Para a floresta energética, tem-se 150,00 R\$/MWh; para o resíduo lenhoso, 70,00 R\$/MWh. A vida útil dessas usinas é estimada em vinte anos (Brasil, 2018d).

Deve-se ressaltar que o Brasil apresenta grande potencial de cogeração de energia; além disso, há outras biomassas que têm grande potencial de aproveitamento, como a biomassa residual da palma de óleo (dendê) e os resíduos urbanos.

1.1.4 Usinas termelétricas a carvão mineral

Estas usinas representam 3,2% da matriz elétrica no Brasil. Seus custos também apresentam variação entre os países, os tipos de tecnologia, entre outros exemplos. No caso brasileiro, para usinas até com até 1.000 MW, tem-se um custo médio de investimento de 2.500,00 US\$/kW. O custo médio operacional é de 100,00 R\$/kW/ano; por sua vez, o custo do combustível é de 85,00 R\$/MWh. Elas apresentam vida útil de 25 anos (Brasil, 2018d).

1.1.5 Usinas eólicas

Estas usinas são responsáveis por 7,6% da matriz elétrica brasileira. Quanto à tecnologia e a sua aplicação, atualmente existem dois tipos de usinas eólicas: *onshore* e *offshore*. Os custos de investimento de eólicas *onshore* no Brasil variam de 1.200,00 US\$/kW a 1.600,00 US\$/kW, considerando usinas de potência média de 3 MW e altura de até 110 m. Seu custo médio operacional é de 100 US\$/kW/ano, e esse tipo de usina tem, aproximadamente, vida útil de vinte anos (Brasil, 2018d).

O Brasil ainda não possui usinas *offshore* (energia eólica marítima); no entanto, encontram-se em andamento estudos para implantação deste tipo de usina em diversos estados brasileiros. Como exemplo, citam-se os projetos de uma planta-piloto da Petrobras no Rio Grande do Norte e os complexos eólicos de Caucaia e Asa Branca, no Ceará (EPE, 2019).

As turbinas *offshore* apresentam potência entre 4 MW a 6 MW, atingindo altura de 140 m e diâmetro de 100 m. A Europa possui uma capacidade total instalada de energia eólica *offshore* de 16 GW distribuídos por onze países. Os valores estimados para os custos de investimento variam de 4.200,00 US\$/kW a 5.000,00 US\$/kW, o custo médio de operação estimado é de 210,00 US\$/kW/ano e sua vida útil é de vinte anos (Brasil, 2018d).

1.1.6 Usinas nucleares

Atualmente, a energia nuclear representa 2,5% da matriz elétrica brasileira. Os dados de custo de investimento variam significativamente entre os diversos países, resultando em um valor médio de 5.000,00 US\$/kW. Uma variação é verificada quanto aos custos médios operacionais entre os diversos países, resultando em valor médio 110,00 US\$/MWh. O custo estimado do combustível é de 9,00 US\$/MWh; um custo particular de usinas nucleares é o custo de comissionamento, que varia entre 200,00 US\$/kW a 500,00 US\$/kW. A vida útil de usinas nucleares é elevada; aproximadamente sessenta anos (Brasil, 2018d).

1.1.7 Usinas solares

A energia solar fotovoltaica é responsável por 0,5% da matriz elétrica no Brasil; este valor é apenas das usinas da rede básica, não está incluso o montante proveniente de geração distribuída. Os valores estimados dos custos são de usinas fotovoltaicas centralizadas com potência típica de 25 MWp. Os valores de custo investimento variam entre 800,00 US\$/kWp a 1.350,00 US\$/kWp; o custo médio operacional é de 20 R\$/kWp/ano, enquanto a vida útil é estimada em vinte anos (Brasil, 2018d).

Deve-se considerar a utilização da energia solar para geração de eletricidade através de dois outros tipos de usinas, a heliotérmica (CSP, do inglês *concentrated solar power*) e a solar fotovoltaica flutuante ou *offshore*. A usina solar heliotérmica na verdade é uma usina térmica; a energia solar é irradiada para aquecer um fluido e gerar vapor, e o vapor aciona uma turbina. No exterior, uma planta heliotérmica típica tem potência de 100 MW, os valores estimados de investimento são em média de 5.600,00 US\$/KWp, o custo médio operacional é de 70,00 R\$/kWp/ano e sua vida útil é de vinte anos (Brasil, 2018d).

As usinas solares *offshore* ou flutuantes são usinas fotovoltaicas, porém instaladas em módulos flutuantes geralmente em lagos; em alguns casos, lagos com aproveitamento hidrelétrico, como é o exemplo de projetos da Eletrobras nas UHEs Balbina e Sobradinho. Internacionalmente, pode-se citar as 180 usinas da empresa *Ciel et Terre* em diversos países do mundo, totalizando mais de 230 MWp.¹

1.2 Distribuição de energia elétrica

O sistema de distribuição de energia elétrica caracteriza-se como a parte do setor elétrico que realiza a redução do nível de tensão proveniente do sistema de transmissão, resultante das centrais geradoras da rede básica. Uma vez que essa tensão é reduzida, pode-se fornecer energia elétrica ao consumidor final. O setor de distribuição de energia elétrica é um ambiente regulado; no Brasil, a regulação é realizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel).

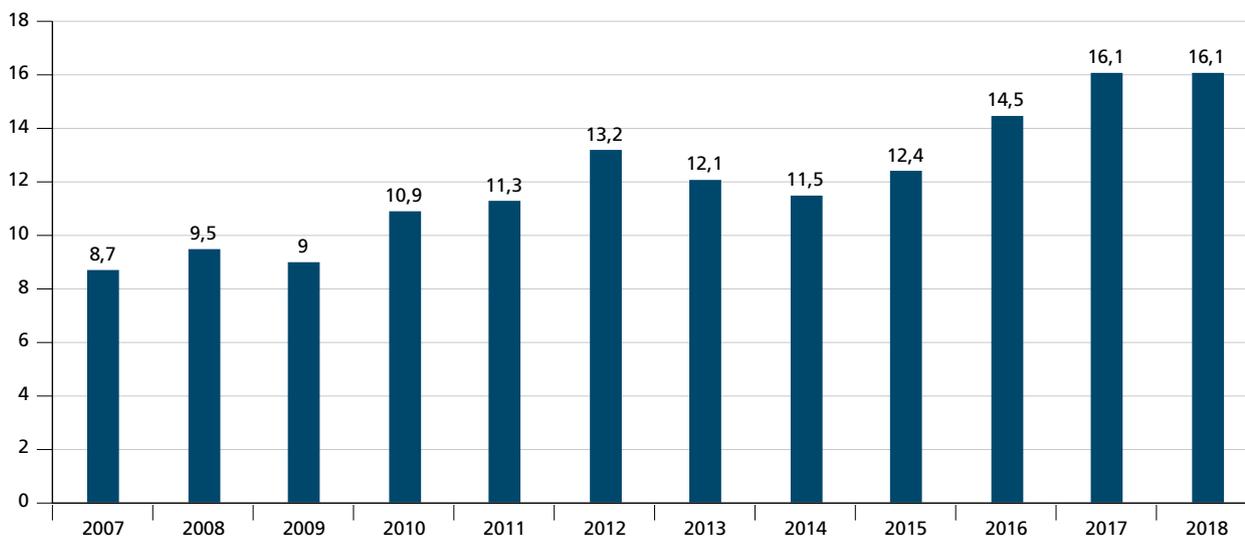
O sistema de distribuição de energia elétrica brasileiro é composto por 109 empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas, com um valor médio da tarifa residencial de 0,58,00 R\$/kWh (Aneel, 2015).

No gráfico 1, pode-se observar o volume de recursos aplicado no setor de distribuição, que em 2018 investiu R\$ 16 bilhões.

GRÁFICO 1

Investimentos em distribuição de energia elétrica – Brasil (2007-2018)

(Em R\$ bilhões)



Fonte: Abradee (2020).
Elaboração dos autores.

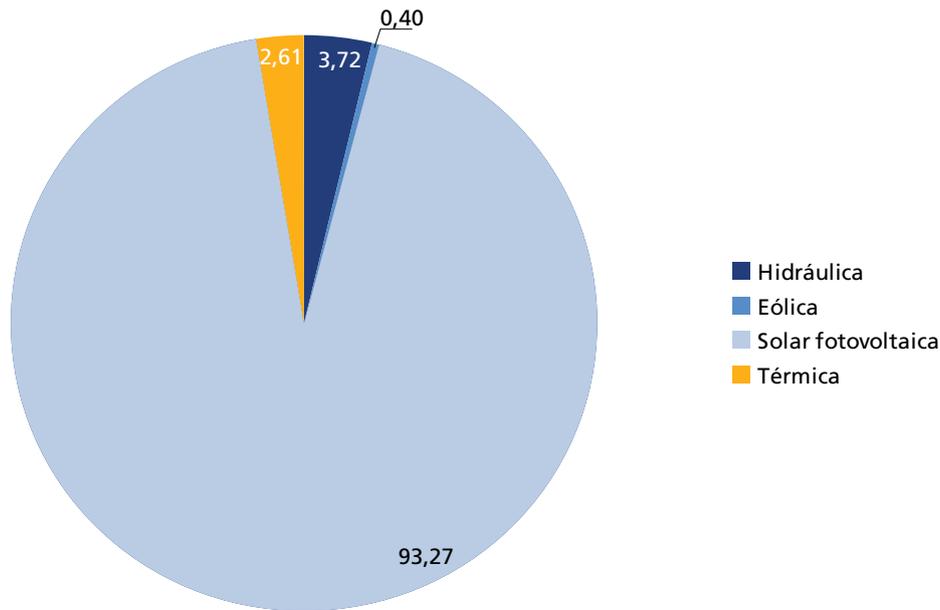
No âmbito dos investimentos no setor de distribuição, ressalta-se a importância de redução e mitigação das perdas técnicas e não técnicas, que oneram as tarifas de distribuição de eletricidade. Perdas não técnicas são também chamadas de perdas comerciais, e são decorrentes de furtos e fraudes executados por unidades consumidoras; já as perdas técnicas são relacionadas aos efeitos de dissipação e consequente conversão da energia elétrica em calor durante os diversos processos até a eletricidade atender às unidades consumidoras. Em 2018, as perdas comerciais totalizaram 6,13 % e as perdas técnicas, 7,67% em relação à energia elétrica injetada nos sistemas de distribuição no Brasil. No entanto, as perdas variam bastante entre os diversos sistemas de distribuição, como exemplo cita-se a Energisa Sul-Sudeste, que atende à cidade de Presidente Prudente, em São Paulo, com perdas totais (comercial e técnica) de 6,5%, contrastando com a Amazonas Energia, que apresentou, em 2018, perdas totais superiores a 35 % (Abradee, 2020).

O setor de distribuição de energia elétrica evoluiu significativamente no âmbito regulatório e tecnológico nas últimas décadas. Entre as mudanças, desde 2012, as unidades consumidoras podem gerar energia elétrica e injetar o excedente na rede de distribuição, podendo ser compensada por isso – ou seja, o consumidor do sistema de distribuição passa a agregar a função de fornecedor do excedente de energia para a rede, sendo chamado de prosumidor. A geração distribuída cresceu rapidamente nos últimos anos no Brasil. Atualmente, existem 206.450 unidades consumidoras gerando eletricidade, resultando em 2,58 GW de potência instalada de geração (Aneel, 2012).

A maioria das usinas instaladas são fotovoltaicas, com 93,27 % do total, seguidas das usinas hidráulicas, com 3,72%, conforme o gráfico 2.

GRÁFICO 2

Participação por fonte na geração distribuída – Brasil (mar./2020)
(Em %)

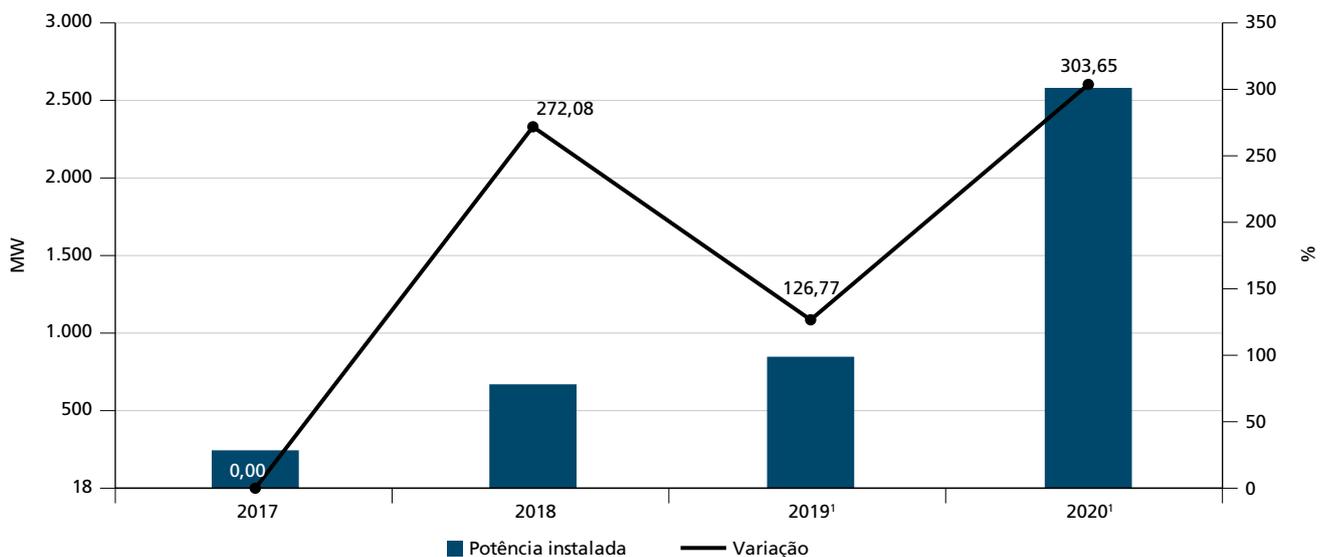


Fonte: Aneel (2012).
Elaboração dos autores.

Deve-se ressaltar o aumento rápido e expressivo da geração distribuída no Brasil. O gráfico 3 apresenta a capacidade instalada no período 2017-2020; pode-se observar o aumento de 303,65%, entre março de 2019 e março de 2020.

GRÁFICO 3

Evolução da potência instalada de geração distribuída no Brasil (2017-2020)



Fontes: Brasil (2019a) e Aneel (2012).
Elaboração dos autores.
Nota: ¹ Valores até março.

O cenário internacional aliado a condições internas favoráveis e a regulação permitindo a mini e a microgeração distribuída através de unidades consumidoras podem explicar tal fenômeno. A Resolução Normativa (RN) nº 482/2012 é a primeira, (Aneel, 2012), revisada posteriormente pela RNs nºs 687/2015 (Aneel, 2015) e 786/2017 (Aneel, 2017).

1.3 Demanda setorial de energia elétrica

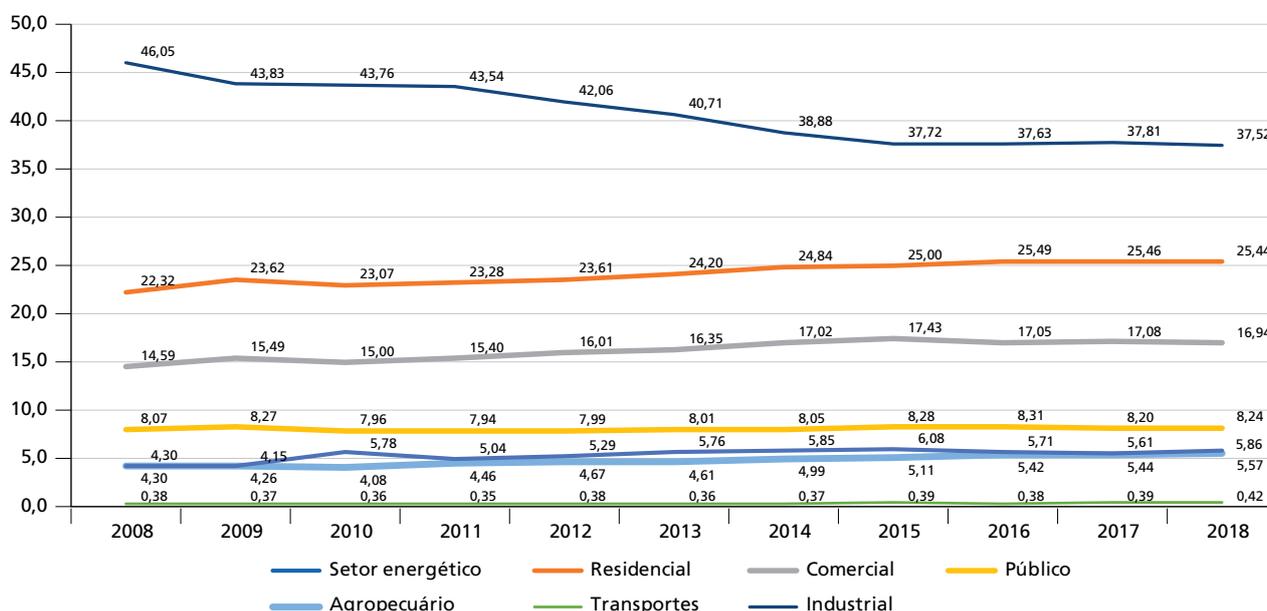
Fundamental para o planejamento energético de qualquer país é o conhecimento da dinâmica e da caracterização do comportamento da sua demanda. No contexto atual, esse conhecimento é imprescindível, pois os consumidores também podem gerar eletricidade; além disso, a tendência para o futuro próximo é o aumento do protagonismo dos consumidores, principalmente com o estabelecimento das redes elétricas inteligentes. Logo, a caracterização da demanda permite a identificação da participação das diversas classes de consumo e o uso final da energia elétrica.

O caso brasileiro dos últimos dez anos pode ser visualizado no gráfico 4, com a distribuição percentual do consumo de eletricidade por setor.

GRÁFICO 4

Composição setorial do consumo de eletricidade (2008-2018)

(Em %)



Fonte: Aneel (2017).

Elaboração dos autores.

O setor industrial apresenta o maior consumo de energia elétrica no Brasil, consumindo 37,5% da energia elétrica gerada em 2018; observa-se a redução da participação da indústria desde 2008, cujo consumo nesse ano representava 46,1%. O setor residencial é a segunda classe com maior consumo de eletricidade, que em 2018 representou 25,4%. A menor participação considerada no balanço energético é a do setor de transportes, com 0,4% entre 2008 e 2018.

1.4 Eficiência energética

No Brasil, de acordo com o Balanço Energético Nacional 2019 (Brasil, 2019a), o valor de perdas de eletricidade em 2018 foi de 15,9%, superior ao consumo do setor poder público somado ao setor agropecuário, 13,8%, o que enfatiza a importância de considerar ações de eficiência energética no planejamento energético nacional.

O Brasil possui dois grandes programas para o incentivo à utilização eficiente de energia elétrica, o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel) e o Programa de Eficiência Energética (PEE), executado pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica e regulado pela Aneel, além de um histórico de políticas públicas envolvendo eficiência energética e conservação de energia (Brasil, 2011).

A aplicação de políticas de eficiência energética em sistemas de distribuição aumentou na última década. Inicialmente, havia os programas que consistiam no estabelecimento de padrões de rendimento de usos finais

de equipamentos, convergindo para as políticas baseadas nas obrigações das concessionárias de eletricidade de executar projetos de eficiência energética. De acordo com a Agência Internacional de Energia (IEA, do inglês International Energy Agency), em 2005, havia apenas doze programas com ações de eficiência obrigatórias no mundo: sete estavam nos Estados Unidos, três na Europa, um no Brasil e outro na Coreia do Sul. Evoluindo para 45 programas em todos os seis continentes em 2016, porém concentrados em três regiões: 25 estão nos Estados Unidos, doze na Europa e quatro na Austrália (IEA, 2017).

Em 2018, o total de recursos financeiros investidos pelo Procel foi de R\$ 5,77 milhões, gerando os resultados da tabela 2.

TABELA 2
Indicadores de resultados do Procel (2018)

INDICADOR	RESULTADO
Energia economizada	22,99 TWh
Economia em relação ao consumo total de energia elétrica no Brasil (%)	4,87
Economia em relação ao consumo residencial de energia elétrica no Brasil (%)	16,90
Número de residências que poderiam ser atendidas pela energia economizada durante um ano	12,12 milhões
Emissões de CO ₂ equivalente evitadas	1,701 MtCO ₂ eq

Fonte: Eletrobras (2019).
Elaboração dos autores.

O PEE registrou, em dezoito anos, o total de US\$ 1,52 bilhão de investimento declarados pelas concessionárias, prevendo como resultados 9,48 TWh/ano de economia de energia e 2,95 GW de redução de demanda no horário de ponta (Aneel, 2016).

2 CENÁRIOS E PREVISÕES

O Brasil adota como instrumentos do planejamento energético o Plano Decenal de Expansão de Energia, publicado anualmente com horizonte decenal, e o Plano Nacional de Energia, com cenários de longo prazo. Atualmente, estão vigentes o PNE 2030 e o PNE 2050.

O PDE tem caráter informativo, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), com participação da Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético (SPE) e da Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (SPG), ambas peretences ao Ministério de Minas e Energia (MME). Seu objetivo é identificar elementos para o planejamento do setor de energia, com benefícios em termos de aumento de confiabilidade, redução de custos de produção e redução de impactos ambientais (Brasil, 2019b).

O PNE 2030 foi publicado em fevereiro de 2008, com o objetivo de orientar tendências e estratégias de expansão no longo prazo, bem como fornecer requisitos para a elaboração dos estudos de curto e de médio prazos, como os do PDE (EPE, 2008).

O PNE 2050 justifica-se pela necessidade de vislumbrar horizontes de longo prazo em um contexto global de inúmeras mudanças. O termo de referência que norteou o planejamento para a elaboração do PNE 2050 indica que, desde a publicação do PNE 2030, ocorreram várias mudanças nos ambientes energéticos nacional e mundial, tornando imprescindível a reavaliação da evolução do setor energético nacional brasileiro em uma perspectiva de longo prazo. Embora o citado termo de referência tenha sido publicado em 2013, os primeiros relatórios com resultados do PNE foram publicados em 2018, com um formato diferente do indicado pelo termo de referência, e, embora não haja um relatório único como nos planos anteriores, o grau de detalhamento é excelente e permite uma análise mais ampla do planejamento (Brasil, 2018a).

Primeiramente, destacam-se as previsões do PNE 2030, considerando-se o período de referência de 2005 a 2007, dado que ele foi publicado em fevereiro de 2008.

Observe a distribuição percentual da matriz elétrica apresentada na tabela 3. Como parâmetros de comparação, utilizamos os dados realizados em 2007 e 2018. Os dados previstos para 2030 adotam um cenário intermediário com taxa anual média de crescimento de 4,1%, e os dados de 2024 são uma previsão realizada pelo ONS.

TABELA 3

Distribuição da matriz elétrica brasileira (2007, 2018, 2024 e 2030)

(Em %)

FONTE	2007	2018	2024	2030
Hidráulica	77,4	66,6	62,1	77,4
Gás natural	3,2	8,6	10,4	8,7
Nuclear	2,6	2,5	1,1	4,9
Carvão e derivados	1,4	3,2	1,7	3,0
Biomassa	4,5	8,5	8,0	3,2
Eólicas	0,1	7,6	11,1	1,0
Outras centrais térmicas	2,8	2,4	2,6	1,2
Solar	-	0,5	2,4	-
Térmicas resíduos urbanos	-	-	-	0,6
Importação	8,0	-	-	-

Fontes: Brasil (2008; 2019a), EPE (2008) e ONS (2020).
Elaboração dos autores.

Observa-se nos dados previstos para 2030 um direcionamento para a predominância de utilização de fontes convencionais, com destaque para usinas hidrelétricas, seguidas de térmicas a gás natural, nuclear, carvão e biomassa. Tal cenário proposto segue o comportamento do setor elétrico no período de elaboração do PNE 2030; porém, muitos fatores internos e externos contribuíram para o distanciamento dos cenários elaborados em 2007.

Os dados realizados em 2018 já mostram uma matriz elétrica diferente dos anos anteriores, com a redução da participação da energia hidráulica, consequência parcial de crises hídricas, e, como resposta operativa, o aumento da participação das térmicas, com destaque para o gás natural e biomassa. No entanto, a energia eólica já apresenta uma participação significativa, com 7,6% da matriz elétrica brasileira, passando de 663 GWh, em 2007, para 48.475 GWh, em 2018 (Brasil, 2019a). O PNE 2030 também não previu o aumento da energia solar fotovoltaica na rede básica brasileira; no relatório, é citado como fonte alternativa mais promissora o uso da energia eólica e dos resíduos agrícolas, florestais, urbanos e industriais (EPE, 2008).

O cenário previsto pelo ONS para 2024, em curto prazo, tem coerência com resultados de leilões de energia elétrica, considerando, por exemplo, apenas o leilão de geração A4-2019, com início de geração para janeiro de 2023, foram habilitados 1.160 projetos, distribuídos conforme a tabela 4.

TABELA 4

Projetos habilitados no leilão de geração de energia elétrica A-4

FONTE	PROJETOS	OFERTA (MW)
Eólica	525	16.360
Fotovoltaica	580	20.469
Hidrelétricas	4	163
Pequenas centrais hidrelétricas	31	466
Centrais geradoras hidrelétricas	7	18
Termelétricas a biomassa	13	532
Total	1.160	38.008

Fonte: Brasil (2019a).
Elaboração dos autores.

Embora os projetos habilitados não necessariamente sejam todos contratados, os dados da tabela 4 demonstram o potencial disponível de projetos viáveis de novas usinas de geração de eletricidade. Observa-se a quantidade significativa de projetos de energia eólica e fotovoltaica, que apenas dessas fontes somam 36.829 MW.

Nos relatórios publicados até o momento do PNE 2050, ainda não há a consolidação da matriz energética 2050, mas algumas previsões de fontes primárias e secundárias são apresentadas, as quais enumeramos no quadro 1.

QUADRO 1

Potencial dos recursos energéticos: PNE 2050

RECURSO ENERGÉTICO	PREVISÕES: HORIZONTE 2050
Hidrelétrica	O potencial hidrelétrico inventariado é de 176 GW.
Eólica	O potencial para geração <i>onshore</i> é superior a 440 GW. O potencial <i>offshore</i> até 10 km da costa é de 57 GW. O potencial <i>offshore</i> até 320 km da costa (zona econômica exclusiva) chega a 1.780 GW.
Solar	O potencial <i>onshore</i> é de 506 TWh/ano – considerando áreas com maior irradiação. O potencial de geração distribuída residencial é de 287 TWh/ano. O potencial <i>offshore</i> é de 94.706 TWh/ano. O potencial de geração heliotérmica é de 1.020 TWh/ano.
Biomassa	Potencial de 530 milhões de toneladas equivalentes de petróleo. As principais fontes são resíduos agrícolas e cana-de-açúcar.
Nuclear	Potencial de 187 mil toneladas de urânio recuperável, suficientes para o atendimento do parque existente (Angra 1, 2 e 3) e mais nove novas usinas de 1.000 MW por sessenta anos (vida útil estendida da planta).
Gás natural	Potencial de produção diária de 450 milhões de metros cúbicos/dia.
Carvão mineral	Potencial para atender até a 46 usinas de potência unitária de 500 MW durante 25 anos.

Fonte: Brasil (2018b).
Elaboração dos autores.

Observe que os maiores potenciais são de energia eólica e solar, ambas fontes intermitentes, que demandam maior flexibilidade operativa do setor elétrico, e as soluções tecnológicas para atender a tal demanda devem ser prioritárias.

O aumento da geração através de fontes intermitentes é uma realidade também na geração distribuída, conforme apresentamos no gráfico 3, o Brasil possui 2,58 GW de carga instalada até março de 2020, representando um aumento superior a 300% do ano anterior. Este aumento provocou a necessidade de rever as resoluções normativas, como referência principal a RN nº 482/2012, em face do risco da viabilidade dos sistemas de distribuição de energia elétrica com alta injeção de geração distribuída. De acordo com Brasil (2019b), as empresas de distribuição têm custos fixos e variáveis embutidos na sua tarifa. A unidade consumidora com mini ou microgeração, ao reduzir sua fatura, deixa de contribuir com as duas parcelas, embora não reduza os dois custos, pois continua utilizando a infraestrutura do sistema de distribuição; dessa forma, os custos fixos são repassados aos demais consumidores.

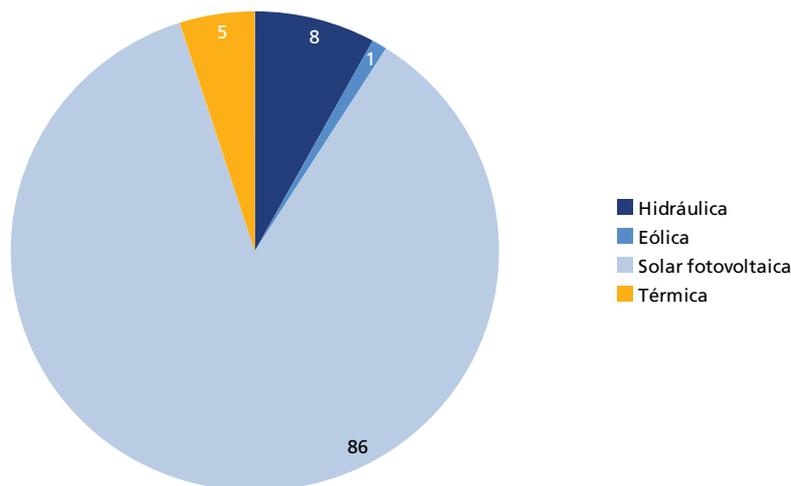
A previsão para os próximos anos, horizonte 2029, é de a geração distribuída alcançar 11,4 GW de capacidade instalada, o que demandará investimentos da ordem de R\$ 50 bilhões ao longo do período (Brasil, 2019b).

No gráfico 5, pode-se observar a distribuição da capacidade instalada de geração distribuída por fonte no horizonte de 2029. Comparado com a realidade atual, haverá aumento na participação de fontes hídricas e térmicas.

GRÁFICO 5

Participação por fonte na geração distribuída no horizonte de 2029

(Em %)



Fonte: Brasil (2019b).
Elaboração dos autores.

No contexto das mudanças em curso no setor elétrico, a eletromobilidade tem destaque. Estudos têm sido realizados para identificação de prováveis impactos na demanda dos sistemas de distribuição de energia elétrica. Na análise do PNE 2050 para penetração de veículos leves, considerando um cenário de referência com transição energética longa, em 2050, os veículos híbridos serão protagonistas, representando 61% dos licenciamentos, seguidos dos veículos à combustão interna, com 28% e 11% de veículos elétricos. Mesmo em um cenário mais otimista de transição energética curta, com maior eletromobilidade, os veículos híbridos em 2050 ocupariam 85%, enquanto os veículos elétricos, 15% (Brasil, 2018b).

Quanto às projeções do consumo final de energia no setor de transportes em 2050, a eletricidade aparece com a menor participação nos cenários simulados, com apenas 1,4%, enquanto a gasolina aparece com 22% no cenário inferior e 25% no cenário superior. A maior participação será ainda para o óleo diesel, com 51% em ambos os cenários (Brasil, 2018c).

A inserção de veículos elétricos em cenário global foi modelada por Kapustin e Grushevenko (2020); o horizonte simulado foi 2040. Os dados obtidos indicam um aumento na frota de veículos elétricos de passeio da ordem de 12% para um cenário de referência e de 28% para um cenário favorável. Tal mudança refletirá no consumo energético, resultando na participação de 82% de derivados do petróleo e 11% de eletricidade, no cenário de referência, e de 59% de consumo de derivados de petróleo e 32% de eletricidade, no cenário favorável. Com isso, os autores preveem um aumento global no consumo de eletricidade de 7% a 10% nos cenários de referência e favorável, respectivamente. Deve-se ressaltar que, nos países com maior apoio estatal aos veículos elétricos, o impacto será maior, como Estados Unidos, China, Japão e União Europeia, e, em alguns casos, a demanda de energia elétrica apenas para veículos elétricos de passeio atingirá um terço do uso final de eletricidade do país (*op. cit.*).

O aumento da utilização de estratégias de armazenamento de energia também deve ser considerado em um horizonte até 2050. O sistema de distribuição apresenta diversas funcionalidades com o armazenamento através de baterias, podendo estas ser conectadas diretamente no sistema de distribuição (*grid scale*) ou na unidade consumidora, também chamada de atrás do medidor (*behind the meter*).

As baterias podem auxiliar a deslocar o consumo da rede de acordo com a necessidade do sistema. Em sistemas com tarifas horárias, por exemplo, o consumidor armazena energia quando a tarifa é reduzida e a utiliza quando a tarifa apresenta custo maior. No Brasil, esta estratégia já pode ser implementada em função da tarifa branca implementada pela Resolução Normativa nº 733/2016 (Aneel, 2016). Adicionalmente, as baterias têm sido utilizadas em conjunto com a geração distribuída, para reduzir a injeção do excesso de energia na rede (Brasil, 2019b).

O armazenamento de energia elétrica também é uma estratégia para a rede elétrica básica – ou seja, para o SIN. Sua utilização é recomendada em sistemas com grande participação de fontes intermitentes, cenário para o qual o Brasil está avançando e deve se consolidar até 2050. No entanto, para sistemas da dimensão do SIN, o armazenamento, ao invés de baterias, pode utilizar usinas hidrelétricas reversíveis (UHRs), as quais podem armazenar excedentes de eletricidade nos momentos do dia em que os ventos e/ou radiação solar são mais favoráveis, para serem utilizados em um momento posterior, quando a capacidade de geração dos parques eólicos e/ou painéis fotovoltaicos é reduzida. Porém, a funcionalidade que pode agregar maior capacidade operativa ao sistema é o uso de UHRs para regulação de tensão através de geração de reativos, acompanhamento de carga, controle de frequência e reserva girante. No PNE 2050, foi estimado um valor médio de investimento igual a US\$ 2.000,00/kW, incluindo os custos de bombeamento para um ciclo diário de operação; no entanto, deve-se ressaltar que os custos de implantação de uma hidrelétrica reversível apresentarão variações de acordo com as características individuais dos projetos (Brasil, 2018b).

3 TENDÊNCIAS INTERNACIONAIS

No contexto internacional, é bastante evidente a relação indissociável entre as questões energéticas e as mudanças climáticas. Inclusive, na XXI Conferência das Partes das Nações Unidas (COP 21), realizada em dezembro de 2015, em Paris, participaram 189 países, resultando em 162 contribuições nacionalmente determinadas (iNDCs, na sigla em inglês), as quais consistem em propostas de ações e definições de metas para a redução de emissões de GEEs. O acordo entre os países objetiva limitar o aumento da temperatura média global abaixo de 2° C em relação aos níveis pré-industriais, substituindo outras metas estipuladas no Protocolo de Kyoto, incluindo revisão a cada cinco anos. Neste sentido, o Brasil propôs como iNDC reduções de emissões de 37%, até 2025, e 43%, até 2030, e, como uma das ações, o aumento de 10% em eficiência energética no país, tomando como linha de base o Plano Nacional de Eficiência Energética – PNEf (Brasil, 2011; 2015).

Para monitorar o atendimento do Acordo de Paris e, conseqüentemente, a transição do setor de energia para um cenário de baixo carbono, a IEA criou dois cenários: o cenário 2DS (da sigla em inglês, cenário de 2 graus), considerando limites de emissões do setor de energia para atender ao aumento da temperatura média global abaixo de 2° C; e outro cenário mais incisivo e desafiador que o 2DS, denominado de B2DS (da sigla em inglês, cenário além de 2 graus), que, ao invés de 2° C, limita em 1,75° C o aumento de temperatura global. Com base nesses modelos, monitora-se o desempenho da matriz energética global, bem como o uso final de energia (IEA, 2018).

Segundo a IEA (2018), no período 2010-2015, houve um crescimento de 30% na geração de energia renovável, e tem-se uma previsão de crescimento de mais 30%, entre 2015 e 2020. Porém, para atingir a meta 2DS, a geração de energia renovável precisa aumentar mais 40% entre 2020 e 2025.

Quanto às energias solar fotovoltaica e eólica *onshore*, a IEA (2018) projeta um crescimento de 2,5 vezes e 1,7 vezes, respectivamente, no período 2015-2020. Essa tendência de crescimento atende à meta 2DS. Para o período 2020-2025, o aumento deve ser de 2 vezes para a energia solar fotovoltaica e de 1,7 vez para a eólica *onshore*, respectivamente. A geração eólica *offshore* cresceu cinco vezes entre 2010-2015 e deve dobrar no período 2015-2020. No entanto, entre 2020 e 2525, a geração eólica *offshore* precisa triplicar para alcançar a meta 2DS.

A tendência de crescimento da capacidade e da geração hidrelétrica deverá desacelerar durante o período 2015-2020, em comparação com os cinco anos anteriores. Para estar de acordo com as metas 2DS em 2025, é necessário um aumento nas taxas de crescimento da capacidade (IEA, 2018).

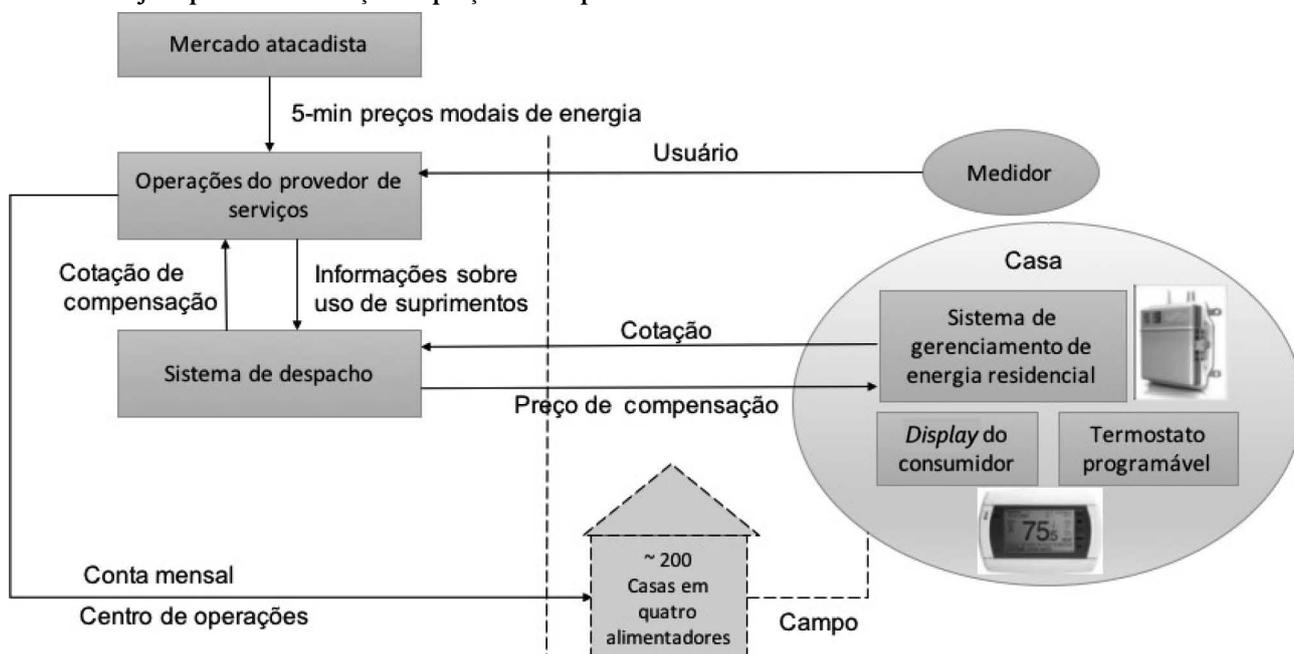
Para a energia nuclear, a taxa de crescimento na última década foi de 8,5 GW ao ano (a.a.); aproximadamente, para atingir as metas do 2DS, a taxa de crescimento deve ser maior que 20 GW a.a. até 2025. Por último, as tecnologias renováveis de bioenergia, de energia solar concentrada, de energia oceânica e geotérmica ainda estão em estágios iniciais de desenvolvimento tecnológico, permanecendo em *deficit* quanto ao desempenho necessário para alcançar os objetivos 2DS (IEA, 2018).

O setor de distribuição de energia elétrica está em plena evolução, de acordo com Agüero, Khodaei e Masiello (2016), a indústria da eletricidade evoluiu a um ritmo que lembra as transformações ocorridas no início do século XX. Esta evolução é impulsionada por vários fatores, principalmente pelo surgimento da geração distribuída, para atender às preocupações da sociedade quanto à utilização de energias renováveis, à redução das emissões de GEEs e à eficiência energética, bem como a introdução de uma infinidade de novas tecnologias e soluções de controle, automação e eletrônica de potência. No cenário futuro, o protagonismo dos consumidores será ampliado através de dispositivos de automação e controle, e edificações inteligentes integrarão o sistema de distribuição de forma ativa (Pérez-Arriaga *et al.*, 2016).

Considerando o novo ambiente de mercado, que surge com as redes de distribuição inteligentes, Kok e Widergren (2016) apresentam um projeto-piloto de resposta da demanda em consumidores residenciais, em Ohio, nos Estados Unidos, que consiste na demonstração de formação de preço em tempo real. A figura 2 apresenta a estrutura de mercado para despachar cargas responsivas dos participantes, considerando as preferências dos ocupantes das residências, com a formação de uma curva de flexibilidade de preços global para as ações de gerenciamento e controle de cargas domésticas; no caso, aquecimento, ventilação e ar-condicionado. A partir das propostas de todas as residências para formar uma curva de demanda sensível ao preço do sistema de distribuição, determina-se um preço de compensação.

FIGURA 2

Projeto-piloto de formação de preço em tempo real



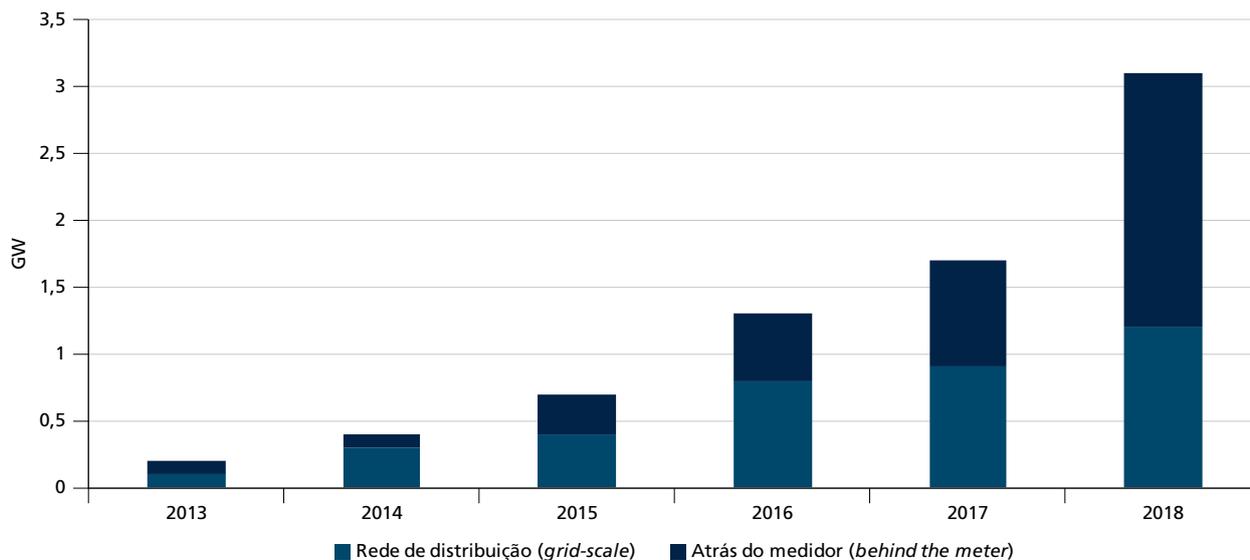
Fonte: Kok e Widergren (2016).
Elaboração dos autores.

Em síntese, o cenário apresentado por Pérez-Arriaga *et al.* (2016), Kok e Widergren (2016) e Forfia, Knight e Melton (2016) denota que o avanço da inserção das tecnologias de informação modifica a relação entre os agentes do setor, alterando a formação do preço de energia, o maior protagonismo dos consumidores e a relevância direta da eficiência energética no planejamento do setor em vários países.

De acordo com a IEA, a adoção e a inserção do armazenamento de energia no setor elétrico estão fortemente ligadas a políticas de suporte para este mercado, resultando em situações muito diversas entre os países e as regiões no mundo. A IEA observa a rápida redução dos custos das baterias, atribuindo tal redução à rápida expansão da fabricação de baterias para veículos elétricos, beneficiando a implantação no setor de energia. Observe no gráfico 6 que a inserção de baterias aumentou em 82% de 2017 a 2018, passando de 1,7 GW para 3,1 GW de capacidade instalada (IEA, 2019).

Implantação anual de armazenamento de energia no mundo (2013-2018)

(Em %)



Fonte: IEA (2019).
Elaboração dos autores.

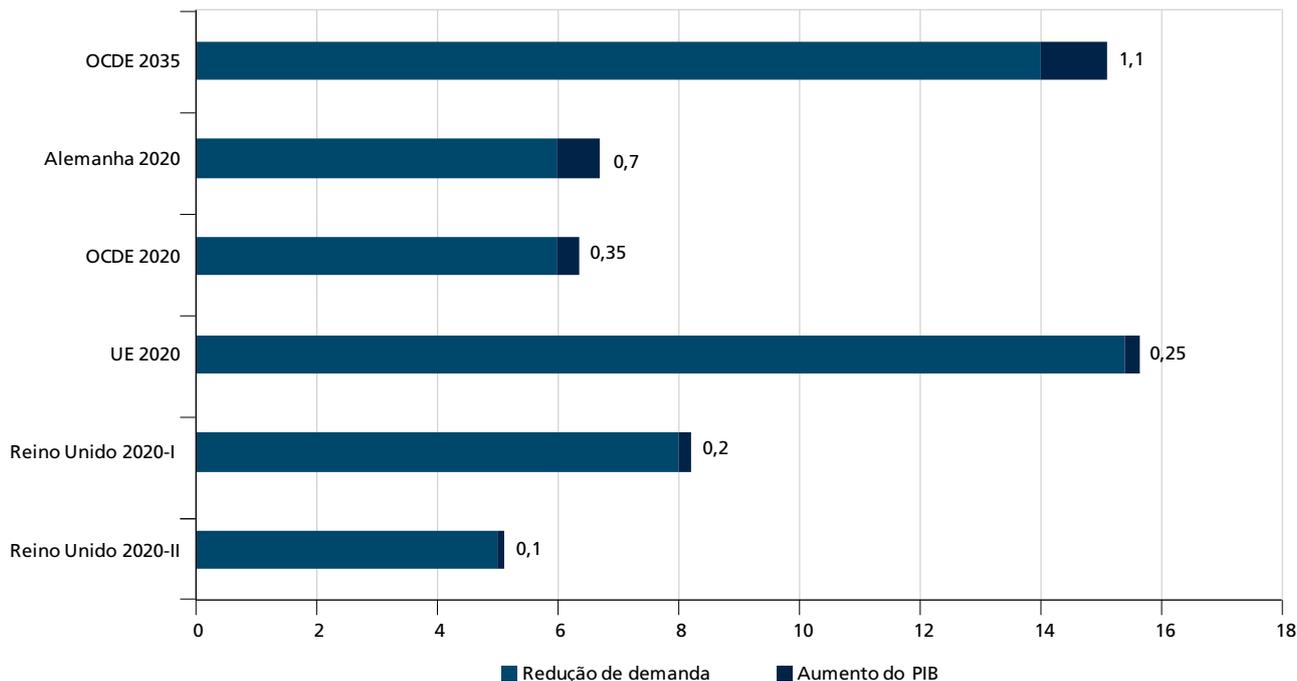
O armazenamento atrás do medidor correspondeu aos investimentos de armazenamento em escala de grade pelo segundo ano consecutivo, e a implantação em ambas as categorias (atrás do medidor e rede de distribuição) atingiu níveis recordes em 2018, com um crescimento significativo na Coreia do Sul, na Austrália, no Japão, na Alemanha e nos Estados Unidos. Entre os citados países, salienta-se a Coreia do Sul; como consequência de políticas públicas favoráveis, em 2018, esse país foi responsável por mais de um terço da capacidade mundial instalada. No entanto, a China se tornou líder de mercado global em 2018, com quase 0,5 GW de armazenamento com baterias instaladas (12% do total global) e 1 GW em desenvolvimento. Na Europa, destacam-se a Alemanha e o Reino Unido, com ênfase no armazenamento atrás do medidor (IEA, 2019).

As ações de eficiência energética há anos acompanham o setor de distribuição de eletricidade, inicialmente com objetivos de atender às unidades consumidoras em um cenário de escassez de fontes primárias, reduções de perdas, emissões, entre outros exemplos. Hoje, a adoção de políticas e programas de eficiência energética reguladas pelo Estado configura-se como pilar fundamental da política energética de diversos países. Segundo IEA (2014), os países que adotam políticas com obrigações de eficiência energética tornaram-se propícios para melhor aproveitar toda a gama de benefícios da eficiência energética, para todas as partes envolvidas no mercado de distribuição de eletricidade. Os impactos macroeconômicos são benefícios e podem ser caracterizados por quatro indicadores-chave: *i*) produto interno bruto (PIB); *ii*) geração de empregos; *iii*) preço da energia; e *iv*) balança comercial. De acordo com IEA (2014), uma avaliação da diretiva 2012/27/UE da União Europeia estimou que o PIB poderia aumentar em 0,25%, se as medidas de eficiência energética reduzirem em 15,4% a demanda de energia primária até 2020 –em comparação com as projeções de referência. O gráfico 7 apresenta os resultados de projeções de aumento do PIB em relação à redução de demanda resultante de ações de eficiência energética.

GRÁFICO 7

Aumento do PIB em relação à redução da demanda de energia

(Em %)



Fonte: IEA (2014).

Elaboração dos autores.

Obs.: OCDE = Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico.

Na Alemanha, o planejamento para ações de eficiência energética é regido pelo Nationale Aktionsplan Energieeffizienz (Nape), que pode ser traduzido como Plano Nacional de Ações para Eficiência Energética, estabelecido em 2014, baseado na Diretiva de Eficiência Energética 2012/27/EU. A meta exige uma redução do consumo de energia primária em 20%, até 2020, e em 50%, até 2050, conforme a tabela 5 (Schlommann *et al.*, 2015).

TABELA 5

Metas do programa para 2020 e total realizado em 2014

(Em %)

EFICIÊNCIA ENERGÉTICA	2014	2020
Consumo de energia primária	-7	-20
Consumo bruto de eletricidade	-4,6	-10
Participação da produção de eletricidade por cogeração	17,3	25
Produtividade de energia	1,6	2,1
Demanda de calor em edificações	-12,4	20

Fonte: Schlommann *et al.* (2015).

Elaboração dos autores.

Bajay *et al.* (2018) enumeram diversas ações em destaque pelo Nape:

- edifícios residenciais e comerciais autossuficientes até 2050;
- aumento do subsídio público para consultorias em eficiência energética em edificações para 60% do valor do projeto;
- subsídios e empréstimos com juros mais baixos para projetos de redução de emissões em edificações;
- leilão de eficiência energética, programa denominado *STEP Up Competition*, para promover projetos em todos os setores;
- destaque para apoio a empresas de pequeno e médio porte. Programas específicos para pequenas e médias indústrias, nos quais o governo atesta até 80% da energia economizada;
- juros bancários proporcionais à economia de energia alcançada;
- investimento em programas de gestão energética; e

- introdução de auditorias energéticas obrigatórias para grandes empresas, para identificar oportunidades de ganhos de eficiência energética.

REFERÊNCIAS

- ABRADEE – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA. **Sector de distribuição: investimentos do setor**. Brasília: Abradee, 2020. Disponível em: <<https://bit.ly/2WzaTfz>>. Acesso em: 2 mar. 2020.
- AGUERO, J. R.; KHODAEI, A.; MASIELLO, R. The utility and grid of future: challenges, needs, and trends. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 14, n. 5, p. 29-37, Sept./Oct. 2016.
- ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa nº 482. Brasília: Aneel, 2012.
- _____. Resolução Normativa nº 687. Brasília: Aneel, 2015.
- _____. Resolução Normativa nº 733. Brasília: Aneel, 2016.
- _____. Resolução Normativa nº 786. Brasília: Aneel, 2017.
- BAJAY, S. *et al.* **Geração distribuída e eficiência energética: reflexões para o setor elétrico de hoje e do futuro**. Campinas: IEI Brasil, 2018.
- BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Plano Nacional de Energia 2030**. Brasília: MME; EPE, 2008.
- _____. Ministério de Minas e Energia. **Plano Nacional de Eficiência Energética: premissas e diretrizes básicas**. Brasília: MME, 2011.
- _____. Ministério das Relações Exteriores. **Intended nationally determined contribution of Brazil towards achieving the objective of the United Nations framework conventions on climate change**. Brasília: MRE, 2015.
- _____. Ministério de Minas e Energia. **Plano Nacional de Energia 2050**. Brasília: MME; Rio de Janeiro: EPE, 2018a. Disponível em: <<https://bit.ly/2WbKIN5>>. Acesso em: 2 mar. 2020.
- _____. Ministério de Minas e Energia. **Potencial dos recursos energéticos no horizonte 2050**. Brasília: MME; Rio de Janeiro: EPE, 2018b.
- _____. Ministério de Minas e Energia. **Cenários de demanda para o PNE 2050**. Brasília: MME; Rio de Janeiro: EPE, 2018c.
- _____. Ministério de Minas e Energia. **Premissas e custos da oferta de energia elétrica no horizonte 2050**. Brasília: MME; Rio de Janeiro: EPE, 2018d.
- _____. Ministério de Minas e Energia. **Balanco Energético Nacional 2019: ano-base 2018**. Brasília: MME; Rio de Janeiro: EPE, 2019a.
- _____. Ministério de Minas e Energia. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2029**. Brasília: MME; Rio de Janeiro: EPE, 2019b.
- ELETROBRAS – CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S/A. Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel). **Resultados Procel 2019: ano-base 2018**. Rio de Janeiro: Eletrobras, 2019.
- EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanco Energético Nacional 2008: ano-base 2007**. Rio de Janeiro: EPE; Brasília: MME, 2008.
- _____. **Road map: energia eólica marítima no Brasil**. Rio de Janeiro: EPE, 2019. (Workshop EPE Energia Eólica Marítima).
- FORFIA, D.; KNIGHT, M.; MELTON, R. The view from the top of the mountain: building a community of practice with the gridwise transactive energy framework. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 14, n. 3, p. 25-33, May/June 2016.
- IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Capturing the multiple benefits of energy efficiency**. Paris: IEA, 2014.
- _____. **Energy efficiency market report 2017**. Paris: IEA, 2017.
- _____. **Energy technology perspectives 2017**. Paris: IEA, 2018.
- _____. **Tracking energy integration: energy storage**. 2019. Disponível em: <<https://bit.ly/2L9He7y>>. Acesso em: 2 abr. 2020.
- KAPUSTIN, N.; GRUSHEVENKO, D. Long-term electric vehicles outlook and their potential impact on electric grid. **Energy Policy**, v. 137, Feb. 2020.
- KOK, K.; WIDERGREN, S. A society of devices: integrating intelligent distributed resources with transactive energy. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 14, n. 3, p. 34-45, May-June 2016.

ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Mapa do sistema de transmissão:** horizonte 2024. 2020. Disponível em: <<https://bit.ly/2L5F2ha>>. Acesso em: 17 fev. 2020.

PÉREZ-ARRIAGA, I. J. *et al.* **Utility of the future:** an MIT energy initiative response to an industry in transition. Massachusetts: MIT, 2016.

SCHLOMANN, B. *et al.* **Energy efficiency:** trends and policies in Germany. Karlsruhe: ISI, 2015.

BIBLIOGRAFIA COMPLEMENTAR

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Geração distribuída:** unidades consumidoras com geração distribuída. 2012. Disponível em: <<https://bit.ly/3doy5Ux>>. Acesso em: 27 mar. 2020.

_____. **Ranking nacional de tarifas residenciais (Grupo B1).** 2015a. Disponível em: <<https://bit.ly/3b5POyw>>. Acesso em: 2 mar. 2020.

_____. **Programa de Eficiência Energética:** gestão do programa. Brasília: Aneel, 2015b.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Eletromobilidade e biocombustíveis:** documento de apoio ao PNE 20150. Brasília: MME; Rio de Janeiro: EPE, 2018.

_____. Ministério de Minas e Energia. **Leilões de geração de energia elétrica:** leilão de geração A-4/2019. Brasília: MME; Rio de Janeiro: EPE, 2019.

FERREIRA, R. *et al.* Electrical expansion in South America. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 17, n. 2, p. 50-60, mar. 2020.

ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Capacidade instalada no SIN:** 2020/2024. 2019. Disponível em: <<https://bit.ly/2WEhIg1>>. Acesso em: 12 fev. 2020.

Ipea – Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada

EDITORIAL

Coordenação

Reginaldo da Silva Domingos

Assistente de Coordenação

Rafael Augusto Ferreira Cardoso

Supervisão

Camilla de Miranda Mariath Gomes

Everson da Silva Moura

Revisão

Alice Souza Lopes

Ana Clara Escórcio Xavier

Clícia Silveira Rodrigues

Idalina Barbara de Castro

Olavo Mesquita de Carvalho

Regina Marta de Aguiar

Amanda Ramos Marques (estagiária)

Hellen Pereira de Oliveira Fonseca (estagiária)

Ingrid Verena Sampaio Cerqueira Sodré (estagiária)

Isabella Silva Queiroz da Cunha (estagiária)

Editoração

Aeromilson Trajano de Mesquita

Cristiano Ferreira de Araújo

Danilo Leite de Macedo Tavares

Herlyson da Silva Souza

Jeovah Herculano Szervinsk Junior

Leonardo Hideki Higa

Capa

Danielle de Oliveira Ayres

Flaviane Dias de Sant'ana

*The manuscripts in languages other than Portuguese
published herein have not been proofread.*

Livraria Ipea

SBS – Quadra 1 – Bloco J – Ed. BNDES, Térreo

70076-900 – Brasília – DF

Tel.: (61) 2026-5336

Correio eletrônico: livraria@ipea.gov.br

Missão do Ipea

Aprimorar as políticas públicas essenciais ao desenvolvimento brasileiro por meio da produção e disseminação de conhecimentos e da assessoria ao Estado nas suas decisões estratégicas.

ipea Instituto de Pesquisa
Econômica Aplicada

MINISTÉRIO DA
ECONOMIA

