ECONSTOR
Make Your Publications Visible.

A Service of

ZBW Leibniz-Informationszentrum Wirtschaft
Leibniz Information Centre for Economics

Lourenço, Rosane S.

Working Paper

Da escassez do hidrocarboneto à abundância do ponto zero: Conhecendo o caminho para a sustentabilidade energética

Texto para Discussão, No. 2494

Provided in Cooperation with:
Institute of Applied Economic Research (ipea), Brasília

Suggested Citation: Lourenço, Rosane S. (2019) : Da escassez do hidrocarboneto à abundância do ponto zero: Conhecendo o caminho para a sustentabilidade energética, Texto para Discussão, No. 2494, Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA), Brasília

This Version is available at:
https://hdl.handle.net/10419/211445

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

WWW.ECONSTOR.EU

Mitglied der Leibniz-Gemeinschaft

TEXTO PARA DISCUSSÃO

2494

DA ESCASSEZ DO HIDROCARBONETO À ABUNDÂNCIA DO PONTO ZERO: CONHECENDO O CAMINHO PARA A SUSTENTABILIDADE ENERGÉTICA

Rosane S. Lourenço

ipea

2494
TEXTO PARA DISCUSSÃO
Brasília, julho de 2019

DA ESCASSEZ DO HIDROCARBONETO À ABUNDÂNCIA DO PONTO ZERO: CONHECENDO O CAMINHO PARA A SUSTENTABILIDADE ENERGÉTICA[1,2]

Rosane S. Lourenço[3]

1. *Data venia*, a autora reconhece que o texto contém uma carga informativa relevante, perfeitamente passível de correções.
2. A autora agradece a Maat-meri-amm Isfet Ut; plataforma de cursos online EDX – Energy within environment constrain (HarvardX); cursos online EDX – Sustainable Energy, Solar Energy and Engineering (DelftX); e revisores, entre os quais Albino Alvarez e Márcio Paiva.
3. Especialista em políticas públicas e gestão governamental (EPPGG) do Ministério da Economia (ME), lotada na Diretoria de Estudos e Políticas Regionais, Urbanas e Ambientais (Dirur) do 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, Substituto
Manoel Rodrigues dos Santos Junior

Diretor de Estudos e Políticas do Estado, das Instituições e da Democracia
Alexandre de Ávila Gomide

Diretor de Estudos e Políticas Macroeconômicas
José Ronaldo de Castro Souza Júnior

Diretor de Estudos e Políticas Regionais, Urbanas e Ambientais
Aristides Monteiro Neto

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

Texto para Discussão

Publicação seriada que divulga resultados de estudos e pesquisas em desenvolvimento pelo Ipea com o objetivo de fomentar o debate e oferecer subsídios à formulação e avaliação de políticas públicas.

© Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada – **ipea** 2019

Texto para discussão / Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada.- Brasília : Rio de Janeiro : Ipea , 1990-

ISSN 1415-4765

1.Brasil. 2.Aspectos Econômicos. 3.Aspectos Sociais. I. Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada.

CDD 330.908

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.

JEL: O33.

SUMÁRIO

SINOPSE

ABSTRACT

1 INTRODUÇÃO 7

2 ANÁLISE INSTITUCIONAL COMPARADA 14

3 MODELOS INTERNACIONAIS.....23

4 MODELO NACIONAL.....61

5 AVANÇOS E TENDÊNCIAS TECNOLÓGICAS DO SETOR DE ENERGIA 264

6 CONCLUSÃO 335

REFERÊNCIAS 345

BIBLIOGRAFIA COMPLEMENTAR.....351

SINOPSE

O escopo deste estudo é abrangente, estendendo-se desde o desenvolvimento tecnológico até a evolução histórica do planejamento no setor de energia. Na linha política, buscou-se jogar luz na conjuntura nacional, incluindo as reformas e os programas que caracterizaram o setor nas duas últimas décadas. A adesão dessa política ao desenrolar dos acontecimentos no nível internacional é verificada por meio do exame de dez países e pela comparação cronológica dos marcos regulatórios no Brasil, nos Estados Unidos e na União Europeia. O mais interessante, porém, foi constatar como os rumos do planejamento e da política podem ser moldados pelo progresso técnico, ainda que tardiamente. Essa constatação seguiu-se ao exame da vertente tecnológica, dividida em doze ramos de geração de energia, que permitiram vislumbrar a riqueza de possibilidades, assim como as reais chances de alcance de tecnologias verdadeiramente sustentáveis.

Palavras-chave: energias sustentáveis; renováveis e não renováveis; transição política; inovações tecnológicas.

ABSTRACT

The scope of this study is comprehensive, extending from technological development to historical evolution of planning in energy sector. On policy, the current situation of the national context was clarified, including reforms and programs that characterized the industry in the last two decades. The adherence of Brazilian policy to the evolution of the energy and climate policies at the international level was obtained with the examination of more than ten countries and with the chronological comparison of the regulatory framework in Brazil, the United States and the European Union. The most interesting, however, was to see how planning and policy can be shaped by technical progress, albeit belatedly. This finding followed the examination of the technological dimension, divided in twelve branches of energy generation, which allowed a glimpse of the diversity of alternatives, as well as the real chances of achieving truly sustainable technologies.

Keywords: sustainable energy; renewable and non-renewable; political transition; technological innovations.

1 INTRODUÇÃO

Em 2005, o Grupo dos Oito (G8) convidou a Agência Internacional de Energia (International Energy Agency – IEA) para contribuir com o Plano de Ação para Mudanças Climáticas, Energia Limpa e Desenvolvimento Sustentável. O grupo internacional formado pelos países mais desenvolvidos e industrializados (Alemanha, Canadá, Estados Unidos, França, Itália, Japão, Reino Unido, com a participação da Rússia) reuniu-se com o objetivo de restabelecer diálogo sobre o Protocolo de Quioto.

A resposta da IEA à demanda dos líderes das oito maiores potências mundiais, reunidos na cúpula de Gleneagles, Escócia, foi um alerta para a necessidade de desenvolver estratégias alternativas que visassem a um futuro competitivo e inteligente para o setor, pois a estabilidade econômica dependeria do suprimento seguro, confiável e acessível de energia.

Os principais desafios identificados pela IEA referiam-se às mudanças disruptivas do clima, à deterioração das condições de suprimento energético e à crescente demanda por energia, principalmente por parte dos países em desenvolvimento. O mais instigante, porém, foi o fato de a agência ter vaticinado que a problemática só encontraria solução por meio de inovação que concentrasse esforços em tecnologias custo-efetivas, além de um melhor uso das técnicas existentes, que demonstrassem comprovada eficiência.

Na visão da IEA para 2050, base 2005, o mundo estaria longe de alcançar um futuro com produção de energia sustentável. As emissões de CO_2 e a demanda por petróleo continuariam crescendo até 2030, mesmo que algum progresso técnico e outros tantos ganhos de eficiência fossem obtidos. Contudo, a reversão de rumo seria factível, caso os cenários de tecnologia acelerada fossem adotados. Os três fundamentos centrais para a estruturação desses cenários seriam os fortes ganhos de eficiência, a descabornização da energia elétrica (EE) e o aumento na utilização dos biocombustíveis.

A partir desse relato da história, cabe então o questionamento: a que tipo de tecnologia poderia estar se referindo a agência? À parte, a empolgante trajetória da energia eólica, repaginada após usos ancestrais, o que seria capaz de mudar o destino da humanidade na busca por sustentabilidade energética? Tal mudança tecnológica radical deveria ser precedida por uma revolução científica? Como se precipitaria? O que a moveria? Como se caracterizaria? A busca pelas respostas a essas indagações é a motivação deste estudo, sendo precedida por uma investigação para formar base e decifrar se existiria estofo científico capaz de dar suporte a uma revolução tecnológica.

Nessa empreitada, logo se descobre uma dúzia de filósofos prontos a iluminar a senda, com suas reflexões dedicadas à evolução da ciência. Limitados aqui a apenas quatro dos mais prestigiados, inicia-se com Karl Popper (1902-1994), com a filosofia do racionalismo crítico em rejeição ao empirismo clássico e à indução por observação da ciência. Para Popper, toda teoria científica é passível de refutação pela experimentação, assim como a racionalidade humana que a produz é falível e sujeita a erros. A falseabilidade assemelha-se às experiências anômalas, que preparam o caminho para uma nova teoria. Essa quebra inicial da suposta virtuosidade científica é necessária para entender o contexto em que muitas questões são deixadas sem resposta para, mais tarde, serem resolvidas por outras novas teorias científicas.

Thomas Kuhn (1922-1996), em a *Estrutura das Revoluções Científicas*, de 1962, lembra que as condições externas podem ajudar a transformar uma simples anomalia em uma crise aguda, como no caso da teoria copernicana. A ciência normal frequentemente suprime novidades fundamentais, porque estas subvertem compromissos básicos. Apesar disso, Kuhn acreditava que a arbitrariedade tem vida curta, pois, uma vez consolidado um novo conjunto de compromissos, este dará origem às revoluções científicas, desintegrando a tradição na qual a atividade científica adormecia.

Desse modo, as crises, enquanto indicadoras de renovação instrumental, podem gerar três resultados: *i*) a ciência normal consegue tratar o problema, sem o fim do paradigma existente; *ii*) o problema resiste, mesmo que existam abordagens radicais, à espera de uma solução que venha a ser revelada por uma nova geração de cientistas, que disponha de instrumentos mais elaborados; e *iii*) a crise pode ter um fim com a emergência de um novo candidato a paradigma e com uma batalha pela aceitação.

Segundo Kuhn, a transição para um novo paradigma está longe de ser um processo cumulativo em articulação com o velho paradigma. Na verdade, trata-se de uma reconstrução da área de estudo a partir de novos princípios, alterando conceitos, fundamentos, métodos e aplicações. Durante o período de transição, haverá coexistência na resolução de problemas, mas, ao final do processo, a forma de resolvê-los será significativamente diferente e a concepção científica será alterada. Mais do que objeto de estudo, o paradigma governa, em primeiro lugar, um grupo de praticantes de ciência.

Imre Lakatos (1922-1974) contribuiu para a discussão, sugerindo que hipóteses auxiliares poderiam servir como etapas progressivas para a transição da ciência à medida que reforçassem o poder de explicação e previsão do conjunto de hipóteses irrefutáveis. As conjecturas clássicas, consolidadas em programas de pesquisa, formariam o núcleo duro para a progressiva substituição ou gradativa adaptação às hipóteses auxiliares, sendo permitidas até que um sistema melhor fosse percebido e houvesse substituição por inteiro de pesquisa degenerativa. Como exemplo de programa de pesquisa, Lakatos considerava a mecânica newtoniana com as três leis do movimento.

Paul Feyerabend (1924-1994), em *Against Method*, de 1975, rejeita a existência de regras metodológicas universais, dando vazão a uma visão mais anarquista da ciência, a qual não impõe regras rígidas aos cientistas, reconhecendo que o progresso na ciência está longe de ser uniforme. A renormatização é comentada à luz da mecânica quântica nos seguintes termos: "a retirada de resultados aberrantes, atípicos ou inconsistentes gerados na produção de modelos matemáticos em substituição por uma descrição do que é realmente observado, permite que um novo princípio seja descoberto". Tais métodos são considerados essenciais para o progresso científico.

Feyerabend acreditava ser inaceitável que novas teorias fossem consistentes com velhas teorias, pois aquelas encobririam o conteúdo verdadeiro da alternativa. O pluralismo científico aumentaria o poder de crítica da própria ciência, que, por sua vez, deveria proceder melhor pela contraindução. A única abordagem que permitiria o progresso seria: "todas as ideias são válidas". O racionalista considerava um paradoxo o fato de que a ciência tivesse se tornado uma ideologia repressiva, mesmo que houvesse surgido como um movimento de libertação.

Permanecem, pois, as indagações que deram origem a essa viagem. Em que conjuntura da política científica esses filósofos viviam? O que os motivava nessa abordagem específica de evolução? Por que as estruturas da ciência pareciam estar irremediavelmente abaladas?

As respostas às indagações começam a ser esboçadas a partir de uma retrospectiva de quatro centenas de anos, sendo que, o mais marcante, os fatos têm a ver com o fenômeno da energia. Começando com o século XVII, quando Descartes (1596-1650) acreditava que a gravidade do planeta Terra era causada pela pressão do éter. Na mente de Descartes, a ação à distância era inconcebível, sendo o éter o verdadeiro responsável por fazer girar o planeta incessantemente, como em um vórtice.

A mecânica de Newton (1643-1727) considerava que as forças elétricas, magnéticas e gravitacionais atuavam instantaneamente através do espaço vazio. A razão que causava tal fenômeno era ignorada pelos cientistas na época, sendo reputada como objeto de estudo da metafísica kantiana. A força da gravidade, causadora do movimento orbital de satélites ao redor dos planetas, ganhou tratamento matemático e a óptica newtoniana postulou que a luz era composta por corpúsculos de matéria, capazes de exercer força.

Faraday (1791-1867), utilizando ímãs e fios condutores de eletricidade, observou que as correntes elétricas produziam efeitos sobre os magnetos. Rotações contínuas eletromagnéticas transformavam EE em energia mecânica. Em 1831, Faraday conseguiu observar que uma corrente elétrica em um circuito induzia corrente elétrica em outro circuito. Refletindo sobre a indução eletrostática, logo indagou sobre a transmissão de forças elétricas através do espaço e entre as partículas de matéria. Em experimento alternativo, produziu corrente elétrica pela variação de um campo magnético. Dessa forma, ele obteve o primeiro gerador (dínamo) e formulou a Lei da Indução Eletromagnética.

Para Faraday, a gravitação estava bem explicada pela noção de ação à distância, mas com o eletromagnetismo era diferente. Acreditava na presença de algum tipo de substância no espaço interveniente entre as partículas. A matéria, quando submetida à indução eletromagnética, tinha suas cargas polarizadas transmitindo a corrente. Posteriormente, Faraday modificou sua concepção original, acreditando que linhas de força tinham existência física real.

Coube a Maxwell (1831-1879) descrever a lei de Faraday matematicamente, dando continuidade ao estudo das linhas de força do campo eletromagnético. A teoria do eletromagnetismo resultou da observação de que as oscilações de uma corrente elétrica em um condutor estreito radiavam energia no espaço. Em 1873, foi publicado o *Tratado de Eletricidade e Magnetismo*, no qual Maxwell apresentava a teoria do eletromagnetismo com o éter servindo de intermediário para interações locais. Em 1879, antes de falecer, Maxwell sugeriu o método astronômico para determinar a velocidade do éter em relação à luz.

O experimento de Michelson (1852-1931) e Morley (1838-1923), em 1887, que tinha por objetivo detectar ondas gravitacionais pelo movimento da matéria do éter, mostrou-se frustrante. O instrumento utilizado para medir o movimento da Terra em relação ao éter/vácuo foi o interferômetro ou relógio de luz, incapaz de comprovar a

suposição. A ausência de uma confirmação experimental para a hipótese do éter conduziu ao desenvolvimento da teoria da relatividade especial, para a qual o éter estacionário era desprovido de funcionalidade.

A hipótese de Maxwell serviu de base para a teoria da relatividade restrita de Einstein (1879-1955). Em 1905, Einstein publicou cinco artigos, dois deles sobre a relatividade restrita ou especial, nos quais discutia a mecânica, o eletromagnetismo dos corpos em movimento e apresentava a dupla conversibilidade entre matéria e energia, $E = mc^2$. No mesmo ano, propôs a hipótese corpuscular para a luz, mas, no artigo sobre relatividade, a luz era considerada como onda, uma inconsistência.

Foi em 1913, por meio da associação de ideias com a teoria de Planck (1858-1947), que Einstein e Stern (1888-1969) aceitaram a possibilidade de que elétrons pudessem emitir e absorver luz, dando origem à teoria da energia residual da mecânica quântica. A teoria de Planck sobre a energia de ponto zero foi elaborada em 1912, quando observou que, em temperaturas próximas ao zero absoluto (273 ºC negativos), as partículas oscilavam e sensores mediam meio *quantum* de energia.

Somente em 1925, Heinsenberg (1901-1976) conseguiu demonstrar como reagiam tais átomos em campo elétrico pelo efeito Stark, de divisão das linhas espectrais. O mesmo aconteceu com Casimir (1909-2000), em 1948, no experimento de atração das placas neutras e perfeitamente condutoras alocadas no vácuo. O espaço vazio teria flutuações, pares de partículas e antipartículas virtuais, com efeitos relacionados à força-pressão de van der Waals (1837-1923).

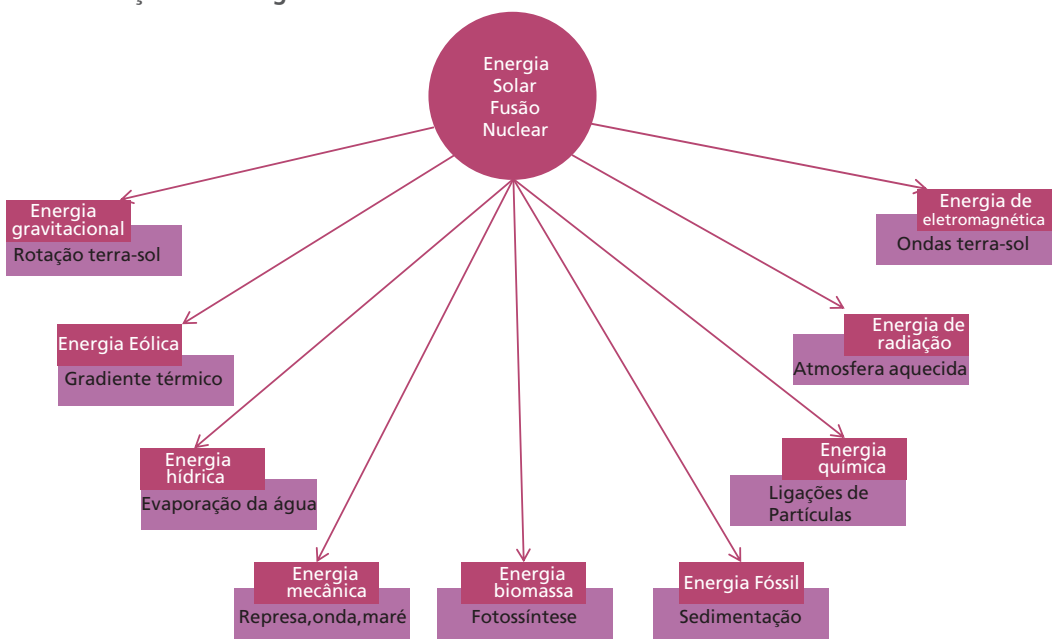
Recentemente, em 2006, dois cientistas da Agência Espacial Europeia (European Space Agency – ESA), Tajmar e Matos, divulgaram o que acreditavam ser a primeira medida do campo gravitacional em laboratório. Porém, somente em 2015, ondas gravitacionais produzidas pelo choque de dois buracos negros a 1,3 bilhão de anos-luz da Terra foram detectadas pelo Observatório de Ondas Gravitacionais por Interferometria Laser (Laser Interferometer Gravitational-Wave Observatory – Ligo). Três cientistas responsáveis pelo experimento, Weiss, Barish e Thorn, foram laureados pelo Nobel 2017.

Enfim, o objetivo dessa breve retrospectiva pelos meandros da ciência foi provocar uma reflexão. Se apenas 5% do universo são constituídos de matéria, os outros 95%

seriam um imenso mar de energia? O conhecimento científico, uma vez alcançado, poderia viabilizar um novo salto tecnológico na produção de energia? Ou, ao contrário, os experimentos práticos continuariam a exigir as respostas da ciência?

As implicações dessas indagações são de fato extraordinárias e inspiram a realização deste estudo. A investigação das tendências tecnológicas começa por reconhecer que, antes de tudo, a humanidade dispõe da mais óbvia e inesgotável fonte provedora de todas as derivações energéticas sobre o planeta Terra. Sem enigmas, a força que vem da estrela-mãe do sistema solar faz constatar cotidianamente a mútua conversibilidade entre matéria e energia.

FIGURA 1
Derivações da energia solar



Fonte: La Rovere, Pinguelli Rosa e Rodrigues (1985 *apud* Mello *et al.*, 2017).
Elaboração da autora.

Para arrematar esta introdução, recorre-se uma vez mais aos filósofos dedicados à interpretação da *oikos scientia*, de onde se depreende que o desenvolvimento de aplicações tecnológicas derivadas das pesquisas de base estará condicionado à maturação das teorias científicas, dos pesquisadores/observadores e de seus instrumentos. Analogamente, o estudo aborda o desenvolvimento das políticas do setor de energia, nas seções 2, 3 e 4, a fim de encontrar indícios que permitam finalmente passar ao desejado progresso tecnológico, tema da seção 5.

A seção 2 traz uma visão abrangente do desenvolvimento das políticas de energia, ambiental e climática no mundo ocidental, mais especificamente, continente europeu e americano, com as repercussões em território nacional. A abordagem cronológica dos fatos históricos e dos marcos regulatórios ocorridos no Brasil, nos Estados Unidos e na Europa, desde a década de 1930, inclui também o planejamento futuro das nações até 2050.

Na seção 3, a análise internacional é aprofundada, incluindo dez países pesquisados individualmente, sendo alguns do Oriente, além da União Europeia em bloco, com as políticas transfonteiriças de energia e clima. O pioneirismo de medidas fomentadas por algumas nações e pelo próprio Conselho Europeu produziu debates proveitosos, que ganharam destaque no fechamento da seção.

O modelo nacional é examinado mais detalhadamente na seção 4, desde a estruturação organizacional, passando pelas três reformas que caracterizaram os últimos 25 anos, até a avaliação de alguns dos instrumentos da política. As principais questões técnicas e regulatórias que afligem operadores e governo são abordadas, sendo concebido um ensaio para clarificar a transição caracterizada pela inserção das energias renováveis no sistema elétrico nacional. A seção é complementada com uma breve análise de investimento, financiamento e tarifação, assim como dos custos, tributos e encargos que tipificam a modelagem econômica.

Finalmente, a seção 5 concentra-se no principal objeto desta pesquisa, qual seja, as tendências e os avanços tecnológicos, começando pela apresentação do sistema de comercialização de energia mais promissor do mercado europeu, o Nord Pool. Em seguida, as energias fósseis e nuclear são estudadas, com o intuito de identificar as contribuições oferecidas ao longo de suas trajetórias, para a construção de um desenvolvimento mais sustentável.

Posteriormente, é retratado o aspecto evolutivo das energias renováveis, ressaltando a franca ascensão das tecnologias bioenergética, eólica, hidráulica, oceânica e solar. É possível perceber que a corrida pelas inovações segue aquecida, com perspectiva de novos ganhos de capacidade de geração e utilização de materiais inéditos. A intermitência, particularidade que caracteriza as renováveis, requer inventividade para estocar e escoar a energia, razão pela qual um tópico exclusivo busca tratar das formas mais criativas de armazenamento.

A geração de energia a partir do hidrogênio apresenta-se relevante nesse contexto, sendo assim as especificidades na obtenção desta fonte foram revisitadas e avaliadas. Outros modos inusitados e polêmicos de produzir energia foram resgatados no tempo e catalogados juntamente com descobertas mais recentes, que confirmam uma tendência mais generosa na forma de conceber a obtenção do recurso energético.

2 ANÁLISE INSTITUCIONAL COMPARADA

Esta seção é dedicada à retrospectiva das políticas de energia nos blocos de países que lideram o movimento de transição para a economia de baixo carbono. O modelo de desenvolvimento sustentável, além de exigir a ação conjunta de países, também requer a integração de políticas, incluindo as ambientais e as climáticas somadas às energéticas.

Entre as políticas-chave em destaque, sugeridas pela IEA, incluem-se: *i*) cortes de emissões de gases de efeito estufa (GEEs); *ii*) financiamento e desenvolvimento tecnológico; *iii*) aprofundamento das informações globais sobre geração de energia; *iv*) indicadores de eficiência energética; *v*) captura e armazenamento de carbono em escala industrial; *vi*) aumento da participação das renováveis; e *vii*) colaboração com setor privado e com países em desenvolvimento, os BRICS – Brasil, Rússia, Índia, China e África do Sul.

2.1 Quadro histórico comparado do setor de energia e ambiente – nacional e internacional (Brasil, Estados Unidos e Europa)

A seguir é apresentada uma síntese cronológica da trajetória política que marcou o Brasil, os Estados Unidos e a Europa.

QUADRO 1
Comparação de políticas de energia, ambiente e mudanças climáticas (1934-2050)

Ano	Brasil	Estados Unidos	Europa
1934	Criados o Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM) e o Departamento de Física da Universidade de São Paulo (USP). Edição do Código de Águas, ampliando o domínio público e a exploração dos recursos hídricos.		
1935		Primeiro decreto federal sobre EE (*Federal Power Act*). Regulação das empresas prestadoras de serviço por estados (*Public Utility Holding Company Act* – PUHCA).	

(Continua)

(Continuação)

Ano	Brasil	Estados Unidos	Europa
1937		Congresso americano criou as administrações para distribuição e venda de eletricidade de 130 hidrelétricas (*power marketing administrations* – PMAs).	
1938	Decreto-Lei nº 395 funda o Conselho Nacional do Petróleo (CNP).	Decreto de gás natural (*Natural Gas Act – NGA*).	
1939	Primeira produção de petróleo, extraído da bacia do Recôncavo Baiano. Decreto nº 1.285 cria o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (CNAEE).		Início da Segunda Grande Guerra Mundial (SGGM).
1940	Estabelecido o Acordo Brasil-Estados Unidos para prospecção de recursos minerais radioativos.		
1945		Final da SGGM – uso da energia atômica para fins bélicos.	
1947	Registro do primeiro projeto para exploração de energia atômica.	Início da extração de gás de xisto com fraturamento hidráulico.	
1951	Fundação do Conselho Nacional de Pesquisa, para desenvolvimento científico de energia nuclear.		Criação da Comunidade Europeia do Carvão e do Aço (European Coal and Steel Community – ECSC).
1953	Lei nº 2.004 cria a Petróleo Brasileiro S/A (Petrobras), oficializando o monopólio de petróleo, estabelecendo a Política Nacional de Petróleo e definindo as atribuições do CNP.		
1955		Decreto para controle da poluição do ar (*Air Pollution Control Act*).	
1956	Decreto nº 40.110 cria a Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN).		
1957			Criação da Comunidade Europeia de Energia Atômica (European Atomic Energy Community – Euratom).
1960	Lei nº 3.782 cria o Ministério de Minas e Energia (MME).		
1961	Lei nº 3.890 autoriza criação das Centrais Elétricas Brasileiras S/A (Eletrobras). Celebrado o acordo de cooperação entre o Brasil e a Euratom.		
1962	Criada a Comissão de Nacionalização das Empresas Concessionárias de Serviços Públicos (Conesp e Eletrobras).		
1963		Decreto de limpeza do ar (*Clean Air Act*).	
1964	Decreto nº 54.936, com reavaliação de ativos e base de cálculo para remuneração de investimentos.		
1965	Criação do Departamento Nacional de Águas e Energia (DNAE).	Decreto de controle da poluição veicular (*Motor Vehicle Air Pollution Control Act*).	
1967	Reestruturação do DNAE, criação do Grupo Coordenador para Operação Interligada (GCOI).	*Air Quality Act* (decreto de qualidade do ar).	
1968		Criação da tecnologia de faturamento hidráulico massivo para exploração de gás natural.	
1969	Ampliação da arrecadação por empréstimo compulsório para investir na infraestrutura energética.	*National Environmental Policy Act* (Nepa).	
1970		*Clean Air Act* revisado. *Environmental Quality Improvement Act.*	

(Continua)

(Continuação)

Ano	Brasil	Estados Unidos	Europa
1971	Lei nº 5.655 cria a Reserva Global de Reversão (RGR) e o II Plano Nacional de Investimentos, que garantiram remuneração de capital investido.		
1972			Declaração de Estocolmo da Organização das Nações Unidas (ONU) sobre ambiente humano.
1973	EE, criação do Grupo de Coordenação de Operações Interligadas.	Primeiro choque do petróleo.	
1974	Decreto de equalização tarifária de EE em todo o território nacional.	Criação da agência de energia Federal Energy Administration (FEA).	Resolução do Conselho Europeu sobre Estratégia de Política Energética.
1975	Criação do Programa Nacional do Álcool (Proálcool).	Política de conservação de energia.	
1976		Projetos públicos privados de extração de gás de xisto (*shale*).	
1977		Criação do Departamento de Energia (Department of Energy – DoE), da Administração de Informação de Energia (US Energy Information Administration – EIA) e da Federal Energy Regulatory Commission (FERC). Emenda ao decreto Clean Air Act.	
1978		Ampliação do conjunto de fontes de geração de energia e padronização das tarifas para as companhias, Public Utility Regulatory Policy Act (PURPA).	
1979	Segundo choque do petróleo.	Acidente da usina nuclear de Three Mile Island.	Primeira Conferência Mundial sobre o Clima, em Genebra.
1981	Interrupção dos fluxos internacionais de financiamento.		
1982	Eletricidade, criação do Grupo de Coordenação e Planejamento do Sistema Elétrico (GCPS).	Política de resíduo nuclear (*Nuclear Waste Policy Act*).	
1984	Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE) aplicado a fabricantes e fornecedores.	Conferência de Montreal, vizinha aos Estados Unidos, para reversão do buraco na camada de ozônio sobre o continente antártico. Posteriormente, 195 países aderiram à medida, resultando em diminuição do fenômeno, duas décadas mais tarde.	
1985	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel). Plano de Recuperação Setorial.		Convenção de Viena para proteção da camada de ozônio.
1986	Descoberta de petróleo comercialmente explorável na bacia do Solimões (rio Urucu). Rodada zero de licitações na bacia de Campos.		Nuvem radioativa do acidente nuclear de Chernobyl, na Rússia, espalha-se pela Europa.
1987		Abertura para adesão dos países interessados no Protocolo de Montreal, referente a substâncias que destroem a camada de ozônio.	
1988	Plano de Revisão Institucional do Setor Elétrico (Revise).		Resolução nº 43/53 da Assembleia Geral das Nações Unidas (AGNU) cria o Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC), sob os auspícios da Organização Meteorológica Mundial e do Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (PNUMA).

(Continua)

(Continuação)

Ano	Brasil	Estados Unidos	Europa
1989		Entra em vigor a redução progressiva de produtos e consumo das substâncias que destroem a camada de ozônio.	Resolução nº 44/207 das Nações Unidas estabelece a Intergovernmental Negotiating Commission (INC). Resolução nº 44/228 – Agenda 21, Conferência das Nações Unidas sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento.
1990	Criado o Programa Nacional de Desestatização. Decreto nº 99.280 adere ao Protocolo de Montreal.	Emenda ao Clean Air Act.	Segunda Conferência Mundial sobre o Clima, em Genebra. Primeiro relatório do IPCC.
1991	Programa Nacional de Racionalização do Uso de Derivados de Petróleo e Gás Natural (CONPET).	Tecnologia de extração massiva de gás em poços horizontais. Primeira sessão do INC, em Chantilly, Virgínia, quando os Estados Unidos se negaram a ratificar compromisso com redução de GEEs.	Regulamentação de banimento do gás clorofluorcarboneto (CFC), a vigorar a partir do final de 1994. Segunda, terceira e quarta sessões do INC em Genebra, Nairobi e Genebra, respectivamente.
1992	Rio-92 Earth Summit, promoção do desenvolvimento sustentável, do crescimento econômico e social com proteção ambiental e do equilíbrio climático em todo o planeta. Três convenções foram elaboradas: diversidade biológica; combate à desertificação; e clima (Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima – UNFCCC).	Emenda ao *Federal Policy Act,* a política energética norte-americana promovia a competição no mercado de eletricidade por atacado, a utilização de energia renovável, a revisão dos procedimentos de licenciamento de energia nuclear e o aumento da eficiência energética. Quinta sessão do INC antes da Rio-92, em Nova Iorque, para adesão aos compromissos voluntários.	
1993	Início da primeira reforma no setor elétrico. Lei nº 8.631 fixou níveis de tarifa de EE de acordo com custos das concessionárias e extinguiu o regime de remuneração garantida.		Liberalização do mercado de energia nórdico, desregulamentação na Noruega.
1994	Brasil ratifica a UNFCCC.		Começa a vigorar a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima.
1995	Emenda Constitucional nº 9 flexibiliza o monopólio de petróleo. Leis nºs 8.987 e 9.074 introduzem alguns conceitos de mercado livre de energia: produtor independente de energia (PIE), livre acesso aos sistemas de distribuição e transmissão e liberdade para escolha de fornecedores de energia. Início do processo de privatização (Escelsa–ES). Criação do projeto RE-SEB, de reestruturação do Sistema Elétrico bBrasileiro.		I Conferência das Partes da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima – (UNFCCC/Cop1) em Berlim, /Alemanha.
1996	Lei nº 9.427 institui a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica. Privatização da Light e da Companhia de Eletricidade do Estado do Rio de Janeiro (Cerj).	Regulamentação dos serviços de transmissão de energia elétrica, estabelecendo o direito ao acesso das empresas do mercado em condições isonômicas. Estabelecimento de boletim eletrônico (Open Access Same-time Information System – OASIS).	Primeiro pacote, fase 1, com a Diretiva 96/92/CE, que estabeleceu regras comuns para o mercado de eletricidade dos membros da União Europeia. Suécia e Finlândia aderem ao Nord Pool (UNFCCC/COP2 – Suíça).
1997	Lei nº 9.478 (Lei do Petróleo) dispõe sobre a política energética nacional e o monopólio do petróleo, bem como institui o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e a Agência Nacional do Petróleo (ANP). Lei nº 9.433 institui a Política Nacional de Recursos Hídricos. Privatização da Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (Coelba), da AES Sul Distribuidora de Energia S/A, da Rio Grande Energia (RGE), da Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL), da Empresa Energética de Mato Grosso do Sul (Enersul), da Centrais Elétricas Matogrossenses (CEMAT) Cia Energética de Sergipe (Energipe) e Cia Energética do Rio Grande do Norte (Cosern). Governo goiano privatiza a usina hidrelétrica (UHE) de Cachoeira Dourada.	Criação da técnica de *slickwater fracturing*, com aumento de pressão e volume de água para extração de gás.	UNFCCC/COP3, em Quioto, Japão. Adesão europeia ao Protocolo de Quioto, com metas obrigatórias para os países desenvolvidos reduzirem 5% das emissões.

(Continua)

(Continuação)

Ano	Brasil	Estados Unidos	Europa
1998	Lei nº 9.648 cria o Mercado Atacadista de Energia (MAE) e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Resolução ANEEL nº 94 definia limites de concentração nas atividades de geração e distribuição. Privatização da Centrais Elétricas do Pará (Celpa), da Elektro, da Gerasul, da Companhia Energética do Ceará (Coelce), da Eletropaulo e da Bandeirante. Decreto nº 2.705 estabelece critérios para cálculo das participações na exploração do petróleo.	Conselho Energético da FERC implementa a política de acesso aberto, mas sem dissociação vertical dos operadores de geração e transmissão do sistema.	Primeiro pacote, fase 2, Diretiva 98/30/CE, que estabelece regras comuns para o mercado europeu de gás natural.
1999	Entrada em operação do gasoduto Brasil-Bolívia. Regime especial (Repetro). Registro de cinco leilões para aproveitamento hidrelétrico (AHE). Privatização da Companhia Energética de São Paulo (CESP)-Tietê e da Borborema.		UNFCCC/COP5, em Bonn, Alemanha. Dinamarca adere ao Nord Pool.
2000	Resolução ANEEL nº 278 estabelece condições para participação dos agentes econômicos no setor de EE. Privatizações da Companhia Energética de Pernambuco (Celpe), da Companhia Energética do Maranhão (Cemar) e da Sociedade Anônima de Eletrificação da Paraíba (Saelpa). Programa de EE aplicado às distribuidoras de energia (Programa de Eficiência Energética das Concessionárias de Energia Elétrica – PEE, da ANEEL). Lei nº 9.991 dispõe sobre investimentos em pesquisa e desenvolvimento (P&D) e eficiência energética, autorizando que 80% dos recursos de programas de eficiência energética beneficiem usuários de baixa renda. Dois leilões de AHE.	Crise energética na Califórnia. Reversão do controle operacional de operadores federais de transmissão para uma agência independente (sistema de operadores independentes) ou para as organizações de transmissão regionais (RTOs).	UNFCCC/COP6, em Haia, Holanda. Comissão Europeia apresenta o *Green paper on greenhouse gas emissions trading within the European Union*.
2001	Racionamento de energia impulsiona a criação da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (CGCE). Lei nº 10.295 de eficiência energética; Decreto nº 4.059 institui o Comitê Gestor de Indicadores e Níveis de Eficiência Energética (CGIEE). Dois leilões de AHE.	Colapso do mercado californiano de EE.	*Renewables Directive* – incentivo às fontes renováveis e à comercialização de GEEs.
2002	Lei nº 10.438 instituiu a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), regulamentados pelo Decreto nº 4.541, para universalização do serviço. Adesão voluntária ao Protocolo de Quioto. Leilão de AHE.	Lançada a consulta pública sobre a proposta regulatória (Notice of Proposal Rulemaking) para padronização e estruturação do mercado atacadista de EE.	Diretiva nº 91/EC trata de desempenho energético das edificações.
2003	Primeiro ciclo de revisão tarifária das distribuidoras, pela Lei nº 10.762 e pelo Decreto nº 5.025/2004. Criação do Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural (Prominp) e do Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel (PNPB), para introdução escalonada do biodiesel em mistura com o diesel fóssil.	*Blackout* no fornecimento de energia do sistema norte-americano. O relatório *Wholesale power market platform white paper* estabeleceu proposta revisada para estruturação do mercado atacadista de energia.	UNFCCC/COP9, em Milão, Itália. Diretivas nºs 54 e 55/CE – segundo pacote de liberalização do mercado de gás e eletricidade. Diretiva nº 87/CE – sistema mandatório de *cap-and-trade* para emissões de CO_2 para setores intensivos em energia. Decisão nº 796/CE cria o Grupo Europeu de Reguladores de Eletricidade e Gás. Diretiva em comercialização de emissões.
2004	Reformulação do marco regulatório de EE. Lei nº 10.848 veda geração de energia à distribuidora. Primeiro leilão de energia existente sob as novas regras. Lei nº 10.847 cria a Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Revisão de lastro das termelétricas a gás. Implantação do Plano de Ação para Prevenção e Controle do Desmatamento na Amazônia Legal (PPCDAM). Primeira Comunicação Nacional ao UNFCCC, com inventário sobre as emissões de GEEs.		Consumidores industriais obtêm liberdade para escolher os fornecedores de gás e eletricidade. Diretiva nº 99/94/EC – rotulagem para consumo de energia em transporte de passageiro.

(Continua)

(Continuação)

Ano	Brasil	Estados Unidos	Europa
2005	Descoberta do petróleo pré-sal na bacia de Santos. Criação do selo CONPET para equipamentos domésticos de consumo a gás. Primeiro leilão de energia nova. Lei nº 11.097 estabelece adição gradativa de biodiesel ao diesel. Entrada em vigor do Protocolo de Quioto. Leilão de AHE (presencial).	Revisão do *Energy Policy Act*, com estabelecimento de metas para operadores, instalação de medidores avançados para mensurar o consumo de eletricidade, aprovação de taxas de incentivos e garantias de empréstimos para diversos tipos de energia. A liberalização (*unbundling*) dos mercados não é exigida, ficando a critério dos estados.	Criação do European Union Emission Trading System (EU-ETS). A fase 1, de 2005 a 2007, caracteriza-se pela alocação livre de permissões para emissão, entre geradores de energia e indústrias energointensivas. Volume de negociações igual a 321 milhões de permissões. Diretiva nº 89/EC estabelece medidas para salvaguardar a segurança no suprimento de eletricidade.
2006	Resolução nº 382 do Conselho Nacional do Meio Ambiente (Conama) estabelece os limites máximos de emissão de poluentes atmosféricos para fontes fixas industriais e de geração de EE. Privatização da Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (CTEEP). Dois leilões de AHE (eletrônicos).	Aumento para 15 milhões de metros cúbicos no uso de biocombustíveis. Relatório do IPCC e relatório Stern do Banco Internacional para a Reconstrução e Desenvolvimento (BIRD) fomentaram os debates em torno das elevadíssimas cifras monetárias previstas para custear os danos dos efeitos climáticos adversos.	Diretiva nº 32/EC determina que os Estados-membros desenvolvam planos de eficiência energética e estabeleçam metas para atender aos setores sem cobertura do EU-ETS. Número de permissões negociadas de 1,1 bilhão. Decisão nº 1.364/EC institui regras para a rede transeuropeia, identificando projetos prioritários de interesse comum, com incentivos associados, fazendo uso de capacidades disponíveis e preços competitivos.
2007	Programa de Aceleração do Crescimento (PAC)--Energia. Descoberta de óleo leve em Caxaréu e Pirambu (pré-sal na bacia de Santos). Primeiro leilão de fontes alternativas (biomassa e pequena central hidrelétrica – PCH). Leilão de EE da UHE de Santo Antônio, no rio Madeira. Segundo ciclo de revisão tarifária das distribuidoras.	Fomento à modernização dos sistemas de transmissão e distribuição (*Energy Independency and Security Act* – EISA).	*Energy Market Directive* sobre as regras de acesso à rede transfronteiriça. Uma política energética para a Europa (*Lisbon Treat*, *Energy Action Plan*: sustentabilidade, segurança energética e competitividade). Consumidores domésticos obtêm liberdade para escolher o fornecedor de gás e eletricidade. Permissões no EU-ETS somam 2,1 bilhões.
2008	Criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Exploração de petróleo de pré-sal no Parque das Baleias (bacia de Campos). Leilão de EE da UHE de Jirau no rio Madeira; leilões A3, A5 e leilão de reserva (biomassa). Risco de racionamento e instituição do encargo de energia de reserva. Preço do barril de petróleo no mercado internacional de US$ 140/bbl. Criação do Plano Nacional sobre Mudanças do Clima.	Crise do *subprime*, de créditos hipotecários de alto risco. Qualificação de projetos de eficiência energética -em edifícios comerciais para dedução de taxas (*Energy Improvement and Extension Act*). A National Association of Regulatory Utility Commissioners (NARUC) formou o fórum para discussão de soluções tecnológicas para *smart grid*.	Diretiva nº 92/EC – liberalização dos mercados de eletricidade e gás para consumidores não domésticos (industriais), com aumento da transparência na política de preços. Crise de gás russo-ucraniana. Reino Unido lança *UK Energy Act* de descarbonificação e reforma no mercado de eletricidade. A fase 2 do EU-ETS, de 2008 a 2012, continua com 90% de alocações de permissões livres. Os preços do CO_2 despencam, também devido à crise do *subprime*.
2009	Política Nacional sobre Mudança no Clima (PNMC), Lei nº 12.187, estabelece metas de abatimento das emissões entre 36,1% e 38,9% dos GEEs, projetadas para 2020, e cria o Fundo Nacional sobre Mudança no Clima. Lei do gás natural (Lei nº 11.909) visa à expansão das atividades. Criada a Lei nº 11.943 de outorga por autorização da ANEEL; a produção de energia independente superior a 30MW e inferior a 50MW. Lei nº 12.111 dispõe sobre sistemas isolados e pagamentos à Eletronuclear. Operação do gasoduto Urucu-Coari-Manaus. Leilão de EE da UHE de Belo Monte no rio Xingu, leilão de reserva (eólica) e leilão A3. Resolução ANEEL nº 378 define procedimento de análise de concentração do mercado e infrações à ordem econômica no setor de EE.	Estabelecimento de 17% de redução de emissão de GEEs, até 2020, no Acordo de Copenhagen (base 2005). Autorização para garantias de empréstimos aplicadas a tecnologias inovadoras, por meio do American Recovery and Reinvestment Act (ARRA), de US$ 30 bilhões. Aumento para 23 milhões de metros cúbicos no uso de biocombustíveis. Proposição para o Fracturing Responsability and Awareness of Chemical Act. O ARRA viabilizou US$ 4,5 bilhões para investimentos, gerando contrapartes de mais US$ 5,5 bilhões. Smart Grid Policy Statement (discute o funcionamento de redes inteligentes).	UNFCC/Cop15, em Copenhagen, Dinamarca. Parlamento europeu aprova o terceiro pacote de energia, Diretivas nºs 72 e 73/EC de liberalização do mercado de gás e eletricidade, que separa serviços de geração e transmissão. Diretiva 20-20-20, quantificando as metas de redução de GEEs (20%), de redução de consumo energético (20%) e de aumento da energia renovável (20%) até 2020, com base em 1990. Revisão da Diretiva de Comercialização de Emissões. Diretiva nº 31/EC, para captura e estoque de carbono. Diretiva nº 119/EC obriga os Estados-membros a manterem um estoque mínimo de gás. Diretiva nº 125/EC estabelece desempenho mínimo para produtos relacionados à energia.

(Continua)

(Continuação)

Ano	Brasil	Estados Unidos	Europa
2010	Lei de Partilha (Lei nº 12.351) na produção de petróleo pré-sal. Lei de Cessão Onerosa (Lei nº 12.276), para capitalizar a Petrobras (5 bilhões de barris). Lei nº 12.304, de criação da Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S/A – Pré-Sal S/A (PPSA). Decreto nº 7.382 estabelece que ANP regulamente o intercâmbio de gás natural e a tarifação para acesso aos gasodutos entre estados. Leilão de EE, fontes alternativas e de reserva (PCHs, eólica e biomassa); leilão A5 (UHEs e PCHs); e leilão do sistema isolado. Lei nº 12.212 trata de tarifa social e aplicação de recursos de eficiência energética. Segunda Comunicação Nacional ao UNFCCC, com inventário sobre as emissões de GEEs.	*EPA Class VI Regulation*. Investimentos adicionais de mais US$ 7,1 bilhões foram anunciados para modernização da infraestrutura elétrica no meio rural.	Criada a Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia (ACER). Diretiva 31/EU estabelece requisitos para código de edificações. Diretiva 30/EU rotula produção de bens pelo consumo de energia.
2011	Plano Nacional de Eficiência Energética (PNEf). Terceiro ciclo de revisão tarifária das distribuidoras. Escassez do gás natural para abastecer térmicas. Leilão de EE A5 (PCHs, eólica e biomassa), de reserva (eólica e biomassa) e A3 (biomassa, eólica, gás natural e hidroeletricidade).	*Blueprint for Secure Energy Future* estabelece meta para dobrar a geração de eletricidade a partir do vento, do sol e de fonte geotermal, até 2020. Abalo sísmico no oceano Pacífico gera *tsunami* de 14 m, impactando o reator da usina nuclear Daiichi, de Fukushima, no Japão, repercutindo em aumento dos níveis de radiação na costa oeste dos EUA.	Regulação EU 1227 reforça a prática de comércio justo nos mercados de energia. Redução de enxofre em combustíveis líquidos. Sob pressão popular, a França abandona a extração de gás por fratura hidráulica. O Conselho Energético estima orçamento de energia em € 200 bilhões, até 2020.
2012	Início de período de intensa estiagem no Sudeste. Editada a MP nº 579, que trata de encargos do setor, modicidade tarifária com redução que varia de 16% a 28% e antecipação da renovação das concessões. Leilão da EE A5 (hidrelétrica, eólica e termelétrica). Resoluções da ANEEL REN 482 e 517 estabelecem regras para o *net-metering* para produtor-consumidor. Anúncio de redução de 83% da taxa de desmatamento da Amazônia, em relação a 2004.	Estratégia *all-of-the-above*, para crescimento socioeconômico (emprego) e garantia da segurança energética com uso de tecnologias de baixo carbono. Aumento para 28 milhões de metros cúbicos no uso de biocombustíveis. O estado de Vermont abandona a extração de gás por fraturamento hidráulico.	Diretiva 27/EU requer que os Estados-membros aperfeiçoem os planos de eficiência energética, para atender às metas de redução em 20% até 2020. O volume de permissões negociadas no EU-ETS alcançou a marca de 7,9 bilhões, correspondendo ao valor de € 56 bilhões.
2013	Conversão da MP nº 579 em Lei 12.783, visando garantir a modicidade tarifária de EE. Resolução CNPE nº 3 incorpora risco hidrológico na formação dos preços de EE. Leilão EE A1 (energia existente), A5 (hidro, solar, eólica e térmica) e reserva (eólica). Primeira rodada no pré-sal de partilha na área do Campo de Libra (Petrobras, Shell, Total, Chinese National Petroleum Corporation – CNPC e China National Offshore Oil Corporation – CNOOC).	Agência de Proteção Ambiental (EPA) propõe o *Climate Action Plan*, para redução de emissões e prevenção às mudanças climáticas. Prazo final para qualificação de projetos de eficiência energética em edifícios comerciais. Consolidação da extração massiva de gás de xisto, sob os protestos da população.	Plano de Ação para estabelecimento de metas de participação de energias renováveis nacionais. Lançada a fase 3 do EU-ETS (2013-2020), com sistema único de *cap-and-trade*, alocação de permissões por leilão, aumento de setores envolvidos e o Programa de Reserva aos Novos Entrantes (300 milhões em permissões).
2014	Leilão de EE de sistemas isolados (Isol), UHE Três Irmãos, A1, A3 (hidro, eólica e térmica), A5 (hidro, eólica, solar e térmica) e reserva (solar, eólica e biomassa). Suspensão de investimentos governamentais no setor.	EPA propõe o *Clean Power Plan*, para corte de carbono emitido pelas plantas geradoras de energia. Lançada a estratégia para redução das emissões de metano. O estado de Nova Iorque abandona a extração de gás por fraturamento hidráulico.	Comissão Europeia emite comunicado COM 0330, tendo como estratégia assegurar o suprimento estável e abundante de energia para as economias europeias.
2015	Estiagem coloca em risco a oferta de energia, impulsionando o aumento de tarifação (quarto ciclo de revisão tarifária para as distribuidoras) e a instituição da Lei de Repactuação do Risco Hidrológico (Lei nº 13.203) e do Decreto de Bandeiras Tarifárias (Decreto nº 8.401), bem como a criação do Programa de Investimento em Energia Elétrica (PIEE) 2015-2018. Criação do Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD). Leilão EE A1, de concessões não prorrogadas, de reserva (térmicas a gás natural, solar e eólica), Isol, A3 (hidráulica, eólica e térmica) e A5 (hidro e térmica).	EPA regulamenta os padrões para as emissões de CO_2 nas plantas geradoras de energia.	UNFCCC/COP21, em Paris, França. Acordo de Paris sobre as mudanças climáticas, para limitar o aumento de temperatura do planeta em até 1,5°C, até 2100. Parlamento adota resolução denominada *Toward European Energy Union*. Liberalização do mercado de energia e gás para todos os consumidores. Comunicado da Comissão Europeia (COM 080) objetiva: segurança energética; descarbonificação da economia; plena integração do mercado; e eficiência-inovação-competitividade.

(Continua)

(Continuação)

Ano	Brasil	Estados Unidos	Europa
2016	Lei nº 13.360 transfere a administração financeira da CDE, da RGR e da CCC da Eletrobras para a CCE. Consulta sobre desregulação do mercado de gás. Retomada da privatização da Companhia Energética de Goiás (CELG) D, adquirida pela Enel (R$ 2 bilhões). Leilão EE A1, reserva (hidro), Isol e A5 (hidro, eólica e térmica). Sancionada nova Lei do Pré-Sal. Extração do pré-sal ultrapassa 1 milhão de barris/dia. Terceira Comunicação Nacional ao UNFCCC, com inventário e emissões.		Implementação da regulação da EU 431/2014, para levantamento estatístico anual de consumo de energia doméstica. Reino Unido ameaça retirar-se da União Europeia.
2017	Concluída a aquisição de 54,6% da CPFL pela empresa State Grid. Revisão da regulamentação do setor de óleo e gás (O&G). Segunda rodada de leilão do pré-sal (Petrobras, Shell, Total, Repsol Sinopec, Statoil, Petrogal e Exxon). Terceira rodada (Petrobras, China National Oil and Gas Exploration and Development Corporation – CNODC, British Petroleum – BP, Shell, CNOOC e Qatar Petroleum International – QPI). Leilão de EE para concessões não prorrogadas e descontratação de energia. Leilões A4 (solar) e A6 (eólica).	Governo central norte-americano anuncia saída do Acordo de Paris.	UNFCCC/COP23 em Bonn, Alemanha. Implementação da regulação UE 347/2013, guia para infraestrutura de energia no mercado de gás e eletricidade transeuropeu.
2018	Projeto de privatização da Eletrobras via oferta de ações do governo federal. Enel adquire Eletropaulo. Leilões A4 (solar, eólica, biomassa, PCH e centrais geradoras hidráulicas – CGHs). Concessão das distribuidoras Eletroacre, Ceron, Boa Vista Energia, Companhia Energética do Piauí (Cepisa) e Amazonas Energia. Implantação de eletrovias nas estradas Rio-São Paulo e BR-277, no Paraná. Quarta rodada de leilão do pré-sal: Petrobras, Petrogal, Statoil, Exxon Mobil, Total, BP, Shell, Catar e Chevron. Programada a quinta rodada do pré-sal.		Limitação das emissões de poluentes para grandes usinas de combustão. COP24, em Katowice, Polônia. Dusseldorf e Stuttgart recebem autorização da Corte Federal alemã para banir a circulação de veículos movidos a diesel no perímetro urbano. Relatório contundente do IPCC alerta para as consequências perigosas do aquecimento em até 2 °C, orientando governos a aprimorarem os compromissos. Protestos dos *coletes amarelos* na França reivindicam transição energética justa.
2019	Desistência brasileira de sediar a Cop25. Encaminhamento provável do projeto de privatização da Eletrobras.		
2020	Início da vigência do Acordo de Paris.	Meta para duplicação da energia gerada por fontes renováveis e redução de 17% das emissões de GEEs.	Ano limite para o banimento do uso de gás natural no mercado norueguês.
2021			Programada a quarta fase do EU-ETS (2021-2030), com revisões de investimentos
2022		Meta de aumento de uso de biocombustíveis para 140 milhões de metros cúbicos.	
2023			Manutenção de estoques mínimos de petróleo e de derivados.
2025	Compromisso brasileiro de reduzir 37% das emissões, com base em 2005.		Ano limite para banimento do uso de combustíveis fósseis nos automóveis na Noruega.
2030	Compromisso brasileiro de reduzir 43% das emissões, com base em 2005.	50% da EE da Califórnia serão de fontes renováveis, com expectativa de banimento dos motores a combustão interna.	Alemanha planeja fabricar, exclusivamente, veículos elétricos. Circulação exclusiva de carros elétricos em Paris.
2040			Ano limite para banimento da venda de automóveis movidos a diesel e gasolina no Reino Unido, na França e na Noruega.
2050			Alemanha planeja uso exclusivo de veículos elétricos em autoestradas.

Elaboração da autora.

A compilação comparada mostra que os mais remotos e expressivos avanços em matéria de política energética tiveram início nos Estados Unidos, com a descentralização da regulação, para os estados federados e com a criação dos operadores para distribuição e venda de eletricidade, em 1935 e 1937, respectivamente. Também no campo ambiental os americanos antecederam medidas de proteção à saúde humana, com o controle de poluição e limpeza do ar, que se estenderam de 1955 até 1970.

Cidades e estados americanos, com representatividade econômica que beira 50% do produto interno bruto (PIB) estadunidense, tem reagido positivamente aos assuntos mais abrangentes de conservação planetária, estabelecendo metas de descarbonização bastante ousadas. Entretanto, mais recentemente, as sinalizações do governo federal têm se mostrado contraditórias. A potência global recuou-se a apoiar as mitigações à mudança do clima, com a desistência da adesão ao Acordo de Paris, em 2017, alegando custos econômicos desproporcionais.

Sendo assim, os europeus tomaram a dianteira com as medidas de contenção dos efeitos do clima e do aquecimento global. Tiveram lugar, desde 1979, a primeira Conferência Mundial sobre o Clima em Genebra e o reforço, com a convenção de Viena, para proteção da camada de ozônio, em 1985. O sistema de comercialização de emissões, criado em 2005, demonstra a vontade política para manutenção de algum grau de controle sobre permissões no lançamento de GEE. Paralelamente, os pacotes de liberalização do mercado de energia sucederam-se, desde 1996, para criação de um ambiente mais receptivo e favorável à transição energética, orientado para as renováveis.

É preciso destacar também que a Europa está longe de gozar de imunidade, no que se refere à onda de contaminação ruidosa gerada por movimentos mais conservadores de resistência às mudanças. A conjuntura é extrememente delicada e envolve assuntos dos mais diversos matizes, inclusive os efeitos das mudanças climáticas e a transição energética. Amostra disso está nos movimentos emergentes de desligamento do Reino Unido da União Europeia, das regiões autônomas do território espanhol e dos protestos de rua da capital francesa, Paris.

Ainda assim, os encontros sistemáticos sobre mudanças climáticas, promovidos pela ONU, têm sua maior receptividade entre os europeus, com planejamento de longíssimo prazo, como acordado no encontro de Paris, em 2015. As contribuições voluntárias anunciadas pelos

países para diminuição das emissões, apesar de significativas, parecem insuficientes para contenção do aquecimento em 1,5°C. Este é o alerta deixado pelo relatório dos cientistas do IPCC, divulgado em 2018, na Coreia do Sul. A recomendação para alcançar a meta dentro da diminuta janela de tempo que se formou é aperfeiçoar o planejamento e apertar o cinto das emissões.

No caso brasileiro, apesar dos percalços derivados de políticas econômicas instáveis e do amadurecimento tardio do setor energético, os esforços por acompanhar e, não raro, antecipar a movimentação da economia mundial são perceptíveis. A preocupação é com a velocidade dos acontecimentos, que prenuncia uma obsolescência precoce para recursos fósseis, especialmente os recém-descobertos nas bacias do pré-sal, em 2005. Ademais, os efeitos adversos do clima determinam a seca, que impacta diretamente o sistema elétrico de base predominantemente hídrica. Consequentemente, a transição se impõe e as formas alternativas de geração de energia ganham espaço. Desde o apagão de energia, de 2001, a temática do risco hidrológico resiste às mesas de discussão que definem o destino do setor.

3 MODELOS INTERNACIONAIS

A IEA[1] elaborou uma análise panorâmica sobre as mudanças mundiais no setor de energia, em inglês, *World Energy Outlook* (WEO), em 2016. A avaliação considera que o Acordo de Paris sobre mudanças climáticas representou um marco para as novas políticas energéticas. Como consequência, os preços dos combustíveis fósseis têm sido mantidos baixos e sob pressão, repercutindo negativamente nas receitas e nos investimentos de novos projetos de óleo e gás.

De forma geral, a experiência da IEA com a Austrália e com o conjunto de países que fazem parte do Nord Pool tem sugerido que o bom funcionamento de mercados exclusivos de energia representa meios efetivos de despacho eficiente e sincronizado de eletricidade. Os investimentos em projetos de aumento de capacidade de geração, criteriosamente localizados, têm se revelado exequíveis com minimização de custos necessários para desenvolver a competitividade do setor de EE, de forma mais dinâmica e inovadora.

O Mercado de Carbono Europeu (*European Union Emission Trade System* – EU ETS, em inglês), existe desde 2005 com atribuição de administrar as emissões de 13,5

1. A IEA foi fundada durante a crise do petróleo em 1974, para funcionar de forma autônoma, tendo como mandato dois objetivos essenciais: *i*) promover a segurança energética dos cerca de trinta países-membros; e *ii*) assegurar o fornecimento de energia limpa e confiável a custos competitivos.

mil indústrias de 31 países que afetam cerca de 40% de GEEs da Europa, dados de 2014. O EU ETS estabelece valor monetário ao direito de emitir GEEs, com objetivo de limitar ou reduzir as emissões que causam as mudanças climáticas. A participação é aberta às empresas de países-membros da União Europeia.

Ellerman *et al*. (2016) apresentaram um balanço dos dez anos de existência da política EU-ETS, com alguns resultados: *i*) aproximadamente dois bilhões de toneladas de CO_2 e outros GEE estão incluídos no sistema e representaram 4% dos GEE mundiais em 2014, (Olivier *et al*., 2014, *apud*); *ii*) houve diminuição de 20% das emissões de carbono industrial, sem prejudicar o desempenho da economia, (Herold, 2007 e Muûls *et al*., 2016, apud); *iii*) apesar da volatilidade dos preços do carbono (€ 3,65 a € 30), a bancarização tem influenciado na estabilização dos preços mínimos. Ademais, inovações tecnológicas relacionadas ao baixo carbono podem ser consideradas resultados colaterais da iniciativa.

Algumas limitações para a realização da análise foram reconhecidas, como a dificuldade encontrada na separação do efeito da grande recessão de 2007 a 2008, que fez despencar a atividade industrial. Além disso, a inexistência de dados precisos, anteriores a 2005, sobre as emissões dificultaram a comparação com o período pós-política. Finalmente, os pesquisadores assumiram o risco de realizar a experimentação em ambiente controlado, ou seja, assumindo que empresas reguladas e não reguladas seriam idênticas em termos de emissões e empregabilidade por ocasião em que a política foi estabelecida.

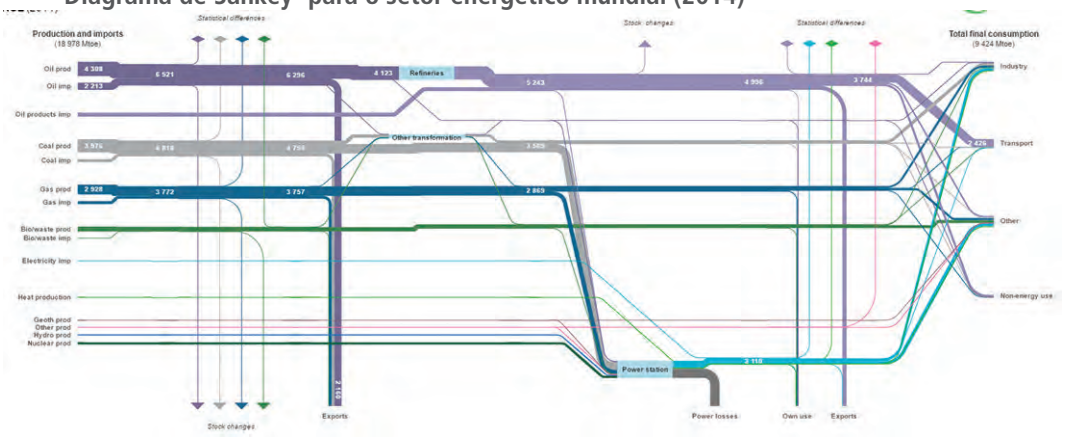
Conforme ilustrado pelo estudo, o EU ETS inspirou a criação de 39 mercados de carbono em nível nacional e 23 subnacionais para implementação de instrumentos de precificação. A *Climate Change and Market Solution* (IETA)[2] reúne alguns relatórios sobre estes mercados como Alberta, Austrália, Brasil, Califórnia, China, Índia, Japão, Cazaquistão, México, Nova Zelândia, Noruega, Quebec, RGGI, República da Coreia, África do Sul, Suíça, Tóquio, Reino Unido e Taiwan.

A tendência mais recente mostra que os países desenvolvidos têm praticado a eliminação gradativa dos incentivos às energias renováveis, voltando-se para arranjos mercadológicos financeiros mais focados no aumento de liquidez da energia no atacado.

2. International Emissions Trading Association (IETA) – Market solutions for climate change. Disponível em: <http://www.ieta.org/The-Worlds-Carbon-Markets>.

Durante a Fase 1 do ETS-EU, de 2005 a 2007, a sobrealocação de permissões permitiu um lucro inesperado para os geradores de energia europeus e os preços do mercado de carbono estiveram em queda livre. Na fase 2, de 2008 a 2012, os preços voltaram a cair devido à crise de *subprime* (Castagneto-Gissey, 2014).

FIGURA 2
Diagrama de Sankey[1] para o setor energético mundial (2014)



Fonte: IEA. Disponível em: <goo.gl/X6TiXN>.
Nota: [1] O diagrama de Sankey mostra o fluxo de energia (toneladas equivalentes de petróleo – BTU) desde a fonte primária – por exemplo, óleo, gás, carvão, hídrica, nuclear e biomassa –, passando por conversões como a produção de eletricidade, até o consumidor final – por exemplo, indústria e transporte.
Obs.: Figura cujos leiaute e textos não puderam ser padronizados e revisados em virtude das condições técnicas dos originais (nota do Editorial).

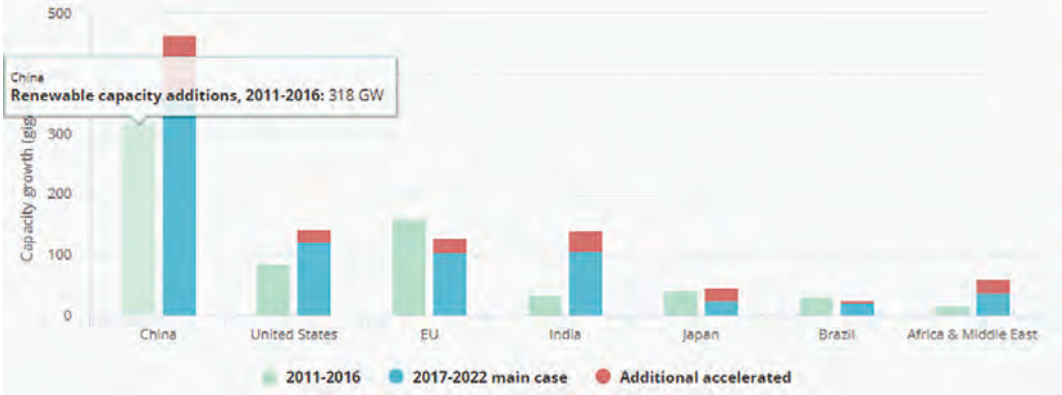
Em 2017, o relatório de energias renováveis, base 2016, elaborado pela IEA (2017) ostentou os seguintes resultados: *i*) recorde de produção líquida, com 165 GW de energia nova oriunda principalmente da fonte solar chinesa (37 GW); *ii*) recordes de preços baixos em leilões US$ 0,03/kWh para solar e eólica, registrados na Índia, nos Emirados Árabes, no México e no Chile; *iii*) a China sozinha é responsável por 40% da capacidade global em renováveis; *iv*) 50% dos painéis fotovoltaicos (PFVs) fabricados no mundo são demandados pela China; *v*) 60% dos PFVs produzidos são chineses; *vi*) 90% do crescimento de energia da Índia vem das renováveis eólica e solar; *vii*) a União Europeia diminuiu o ritmo de crescimento das renováveis, sendo 40% menor quando comparado aos cinco anos anteriores, devido à demanda fraca por eletricidade, sobrecapacidade e baixas expectativas para leilões futuros; e *viii*) a capacidade instalada de energia solar triplicou em regiões isoladas da África Subsaariana e de países em desenvolvimento da Ásia.

A política chinesa para renováveis está migrando do sistema de tarifação *feed-in* para o sistema de cotas com certificação verde, com novas linhas de transmissão e geração distribuída. Apesar da política claudicante, os Estados Unidos são o segundo

maior produtor de energia renovável, graças ao portfólio de projetos e aos incentivos tributários plurianuais. A integração de sistemas e o uso das renováveis para aquecimento e resfriamento continuam sendo desafios para os gestores públicos. A liderança da energia solar no crescimento das renováveis tem sido confirmada. O suporte a P&D continua impulsionando o desenvolvimento das renováveis.

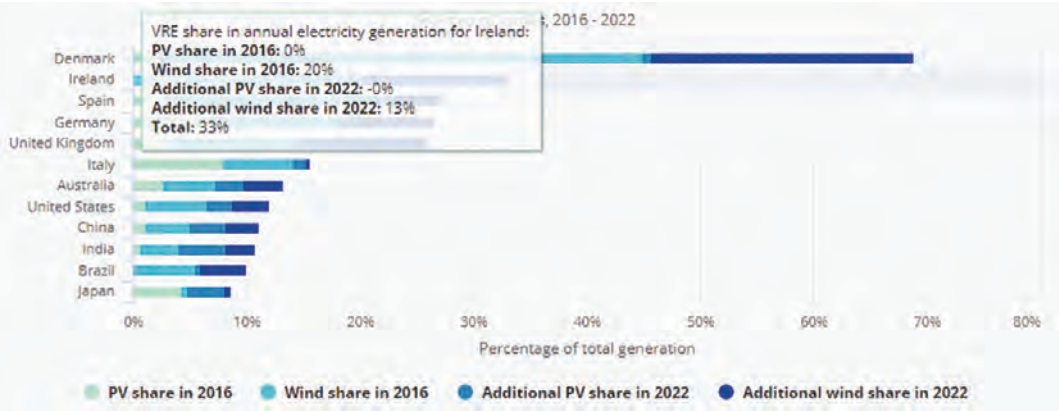
As projeções para 2022 incluem: *i*) capacidade instalada elétrica de 920 GW em renováveis, incremento de 43%; *ii*) caso barreiras sejam removidas, pode chegar a 1.150 GW, 8.000 TWh; *iii*) 740 GW somente de energia solar, mais do que a capacidade atual instalada de EE de Japão e Índia juntos; *iv*) a Índia deve mais que dobrar a capacidade instalada em renováveis; *v*) energia eólica e solar devem representar 80% da capacidade instalada de renováveis; *vi*) a Dinamarca será líder com 70% da geração de eletricidade de origem renovável; *vii*) no cômputo geral de energia, as renováveis serão responsáveis por 30% da geração; e *viii*) redução de custos esperada de um quarto para solar, 15% para eólica *onshore* e um terço para eólica *offshore*.

GRÁFICO 1
Capacidade instalada de energias renováveis (atual e projetada) por país/região



Fonte: IEA (2017).
Obs.: Figura cujos leiaute e textos não puderam ser padronizados e revisados em virtude das condições técnicas dos originais (nota do Editorial).

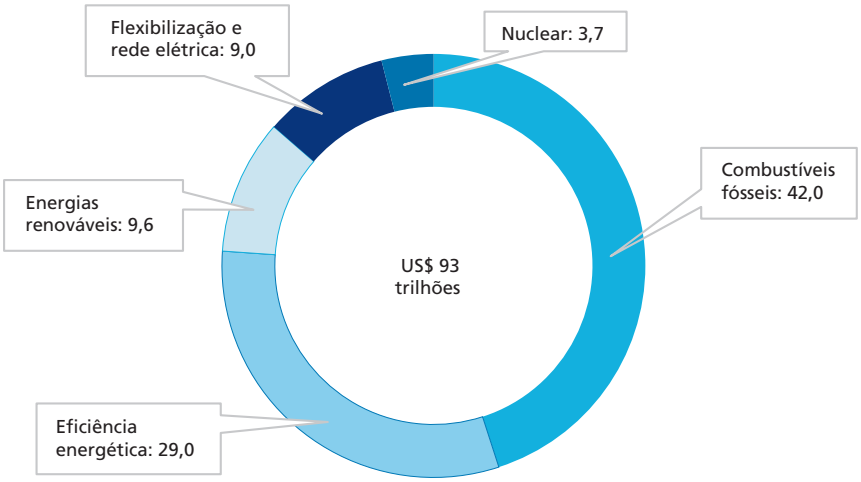
GRÁFICO 2
Participação das renováveis nos mercados de eletricidade por país (2016-2022)
(Em %)



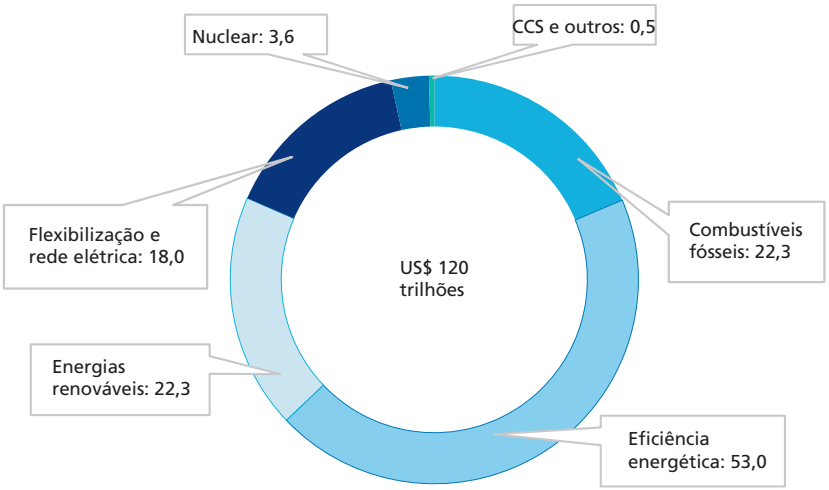
Fonte: IEA (2017).
Obs.: Figura cujos leiaute e textos não puderam ser padronizados e revisados em virtude das condições técnicas dos originais (nota do Editorial).

No que se refere a investimentos, o relatório *Global Energy Transformation: a Roadmap to 2050*, da Agência Internacional de Energias Renováveis, em inglês International Renewable Energy Agency – IRENA (2018), apresentou dois cenários futuros de investimentos nos diversos segmentos de energia, até 2050. No cenário otimista, as renováveis devem crescer seis vezes, comparadas aos níveis atuais, sendo responsáveis por dois terços do consumo de energia e 85% da eletricidade. Em 2050, 40 milhões de postos de trabalho serão vinculados diretamente às renováveis e à eficiência energética, segundo o relatório.

GRÁFICO 3
Previsão de investimentos cumulativos (2015-2050)
(Em R$ trilhões)
3A – Cenário de referência



3B – Cenário otimista



Fonte: IRENA (2018).

Segundo a IEA (2018), os investimentos globais em energia vêm diminuindo nos três últimos anos, para US$ 1,8 trilhão (queda real de 2%), em 2017, devido principalmente à diminuta adição de capacidade das hidrelétricas, usinas nucleares e a carvão. Em 2017, os investimentos em energias fósseis, US$ 790 bilhões, representam 2/3 dos gastos de 2014. Os recursos vêm sendo direcionados para a eletrificação da economia. A China é o destino dos maiores investimentos, com 55% de queda no segmento de carvão. Os EUA seguem na segunda posição, com a recuperação de óleo e gás de folhelho, usinas a gás e *smart grid*. Os investimentos na Europa são de 15% do total, impulsionados pela eficiência energética e com modesto crescimento nas renováveis, compensando o declínio da geração térmica. Os investimentos em baterias elétricas, com emprego crescente no setor de energia, têm impactado na mineração do lítio, que cresceu dez vezes, desde 2012, enquanto os investimentos para fabricação dos dispositivos de armazenagem cresceram mais de cinco vezes.

A IEA mantém a sistemática de elaborar relatórios com as políticas energéticas de países-membros, denominados *energy policies of IEA countries*, que serviram de base para o estudo dos casos internacionais. A análise visa identificar os principais componentes que norteiam e diferenciam as modelagens dos mercados de EE, além de destacar alguns aspectos do planejamento tecnológico e energético de cada país analisado.

3.1 Alemanha

Segundo levantamento histórico realizado pela Fundação Konrad Adenauer,[3] a economia da Alemanha do pós-guerra era focada nos recursos domésticos, utilizando o carvão e o lignite/linhito[4] como fontes mais econômicas e confiáveis de energia. Com a diminuição nos custos do petróleo, houve uma substituição gradativa do carvão pelo óleo na indústria de base alemã.

Logo em seguida, ocorreu o embargo do petróleo na década de 1970 e a energia nuclear passou a ser o segundo pilar da economia do país. A ideia de uma revolução energética, *Energiewende* em alemão, nasceu com a crise do petróleo. O primeiro programa energético do governo federal, desenvolvido naquele período, estava focado na produção de 45 mil MW de energia a partir da fonte nuclear, do carvão e do linhito. Outras medidas de eficiência energética e de estímulo aos biocombustíveis prosperaram paralelamente.

Em 1977, o mecanismo de incentivo com 25% de subsídios em investimentos federais foi introduzido para painéis solares e sistemas de aquecimento. Uma maior conscientização a respeito de princípios ecológicos, em resposta aos desafios ambientais da economia carbonizada, veio com o programa Ludwigshafen e com as diretrizes extraídas do encontro de Stuttgart, em 1984. Outro ponto de virada foi o desastre com a usina nuclear de Chernobyl, na Ucrânia, em 1986, considerado o mais estrondoso alerta após o acidente de Harrisburg – Estados Unidos, na usina de Three Mile Island, em 1979.

Em 1990, a lei de insumo energético a partir de fontes renováveis, em inglês, *Electricity Feed Act* ou StrEG na sigla alemã, determinou a compra da geração distribuída por um preço mínimo para alimentação da rede pública. O cálculo feito a partir do faturamento médio correspondia a 75% para hidroeletricidade, gás de aterros sanitários e biomassa; e, 90% da eletricidade para fontes solar e eólica.

Porém, até 2000, o governo federal teria conseguido uma adesão de apenas 2% da eletricidade consumida em energias renováveis. A resistência dos interesses nos combustíveis fósseis demonstrou ser significativa para a baixa adesão. Ademais, as medidas de proteção ambiental, em contexto de crise de petróleo, repercutiam como um freio para a economia.

3. History of environmental policy in Germany: CDU Perspectives 1958-2015, Konrad Adenauer Stiftung and Regional Programme Energy Security and Climate Change in Latin America (EKLA-KAS).

4. Lignite(o) ou linhito: rocha sedimentar combustível formada pela compressão da turfa, com poder calorífico baixo entre 10 e 20 MJ/kg.

A lei das energias renováveis, *Erneuerbare-Energien-Gesetz* (EEG), introduzida em 2000, ofereceu remuneração fixa para aqueles que instalassem painéis fotovoltaicos e equipamentos de produção combinada de calor e eletricidade, os chamados *combined heat and power* (CHPs). Por sua vez, para desenvolver as plantas de fontes renováveis, a lei previa a cobrança compulsória de encargo para os consumidores comuns, excetuando apenas os eletro-intensivos.

A contribuição do governo alemão para proteção climática deu-se por um conjunto de estratégias no campo da energia, uma continuação da Revolução Energética, que estabeleceu metas ambiciosas para 2050, com base no sucesso de outros programas. O Programa Integrado de Energia e Clima, em inglês, *Integrated Energy and Climate Programme* (ou IEKP na sigla alemã), criado em 2007, foi o primeiro programa integrado de energia e clima que resultou em maior desenvolvimento da geração de energia renovável, incremento da eficiência energética e modernização das usinas de força. Por isso, foi considerado o primeiro pacote com o objetivo de tornar a economia energética e ambientalmente sustentável.

Em 2010, o governo alemão retomou a *Energiewende* com a decisão de adotar uma estratégia mais compreensiva, orientada para o mercado, aberta à tecnologia e livre de ideologias para a produção energética no longo prazo. O melhor exemplo dessa mudança foi o adiamento da desmobilização das usinas nucleares, para 2022. Em contrapartida, o modelo alemão (*Energy Concept* – 2010) previa patamares ambiciosos para a energia renovável, com 60% da energia e 80% da eletricidade consumidas, até 2050. A energia primária consumida seria reduzida pela metade e haveria uma diminuição de 80% nas emissões. Na mesma ocasião, a política de regulação da União Europeia estimava que a redução das emissões de GEE devesse variar entre 80% e 95% até 2050, abaixo dos níveis de 1990.

Após o acidente nuclear da usina *Daiichi Fukushima*, em 2011, a Alemanha anunciou o fechamento de dezessete reatores até 2022, começando por oito antigas usinas. O segundo pacote de medidas, conhecido como o segundo pilar da *Energiewende* iniciada em 2010, objetivou acelerar a transição energética, pois continha sete medidas legislativas para o desenvolvimento de energias renováveis e a expansão da rede elétrica.

A terceira grande coalisão de 2013 ocorreu para vencer novos desafios como: *i*) o aumento de preços da energia consumida proveniente da geração distribuída; *ii*) a ameaça de escassez no fornecimento devido à intermitência na geração e ao fechamento de usinas convencionais; *iii*) a crescente rejeição popular com relação aos novos projetos

de mudança energética; e *iv*) a adiada expansão da rede elétrica aquém do que havia sido planejado. O acordo de coalisão decidiu fazer emendas na lei de mudança energética e diminuir o ritmo de desenvolvimento da energia renovável.

Em 2014, o Programa de Ação Climática 2020 (*Aktionsprogramm Klimaschutz*) visou corrigir alguns desvios de meta nas reduções de GEE, anteriormente estabelecidas. Na mesma ocasião, o Conselho Europeu endossou a vinculação da meta da União Europeia para redução de pelo menos 40% dos GEE até 2030, relativa a 1990.

Em 2015, 27% da energia produzida no país teve origem nas fontes renováveis. Esse foi considerado um ótimo resultado, já que a previsão para a energia consumida proveniente de fontes renováveis era de 30%, até 2030, enquanto para 2050, era de 80%. Nesse mesmo ano de 2015, os painéis fotovoltaicos adicionaram 1,48 GW de capacidade ao sistema total de 40 GW, com plantas distribuídas por todo o país. A partir de setembro de 2015, o patamar da tarifa paga pela energia nova passou a ser estabelecido nos leilões.

O governo alemão estimava que os custos totais com o EEG pudessem chegar a € 680 bilhões em 2022, somente com a compra de energia, sem contar com a expansão de rede, a capacidade de reserva, P&D, mobilidade elétrica e eficiência energética para renovação de edificações. Porém, em 2015, a política EEG experimentou forte pressão do setor industrial eletro intensivo alemão e da própria União Europeia.

Conclusão, as projeções para os custos com a EEG chegaram a €1 trilhão, até 2030, enquanto as tarifas de energia tiveram altas expressivas, correspondendo a €100/kWh. O impacto foi atribuído ao estabelecimento de remuneração garantida para a energia solar por um período de vinte anos. Sendo assim, o governo passou a considerar uma reavaliação da política e decidiu reduzir as subvenções. O Plano de Ação Climática (*Klimaschutzplan*), aprovado em 2016, comprometeu-se com as metas de mais de 60% de redução das emissões de carbono no setor de energia, até 2050, considerando os níveis de 1990.

A principal estratégia da política alemã tem sido a descentralização da geração de energia, oferecendo subsídios para as empresas e os consumidores que produzissem sua própria energia e alimentassem o sistema com as sobras. O mais importante instrumento de fomento às energias renováveis alternativas na Alemanha tem sido a tarifa *feed-in* (FITs), ou seja, tarifa de alimentação/injeção ou preço de aquisição, que garante o acesso à linha

de transmissão e define um valor atrativo e competitivo para os geradores de energia. No início do programa, o valor da energia eólica e solar era 10% mais baixo que o de mercado, enquanto a energia de biomassa tinha desconto de 65% e a de hidroeletricidade, de 80%.

O esforço para transição energética na Alemanha justifica-se economicamente pela forte dependência do petróleo importado. Embora o consumo tenha diminuído na última década, o petróleo continua sendo a principal fonte de energia, com 33% da oferta total de energia primária, 41,6% do consumo final total, seguido do gás natural com 23,3% do consumo. Em 2011, a capacidade de geração elétrica do país era de 174,4 GW, após a redução de 8.4 GW de energia nuclear. Até 2022, mais 12 GW serão suprimidos do parque energético, devido à política de descomissionamento das usinas nucleares, dados da IEA (2013b).

O mercado de atacado de EE alemão conta com quatro grandes geradores E.ON, RWE, EnBW e Vattenfall Europe. Com participação decrescente de cerca de três quartos do mercado, os operadores buscam se adaptar ao fechamento de usinas nucleares e à capacidade crescente de energias renováveis. No varejo, as quatro grandes são responsáveis por 45% do fornecimento, sendo que cerca de novecentas empresas municipais complementam a energia necessária.

Considerado o mais importante da Europa devido ao trânsito e à centralidade, o sistema de transmissão alemão interconecta-se com os países nórdicos, Polônia, Holanda, Luxemburgo, França, Suíça, Áustria e República Checa. As quatro grandes operadoras repartiam a gestão do sistema de transmissão, mas a tendência ao desinvestimento tem sido forte. As pressões regulatórias têm levado à recomposição acionária das empresas, fazendo surgir a Amprion GmbH (11.000 km), TenneT (10.700 km), 50 Hertz Transission (10.000 km) e TransnetBW GmbH (3.000 km). O aumento da capacidade de geração de energias renováveis, diretamente ligadas ao sistema de distribuição, alivia o sistema de transmissão alemão.

Os participantes de mercado podem comprar ou vender eletricidade no European Energy Exchange (EEX) ou no European Power Exchange (EPEX). Além da plataforma de mercado para comércio de eletricidade no atacado, a EEX negocia também gás natural, permissões de emissões de CO_2 e carvão. A EEX opera a EPEX Spot no mercado à vista (dia seguinte e mesmo dia), em conjunto com a French Energy Exchange, para fornecimento à França, Alemanha, Áustria e Suíça. Em 2012, a movimentação da EPEX Spot foi de cerca de 340 TWh. O mecanismo de engate ou acoplamento dos diferentes mercados, combinados à ordem de mérito financeiro, proporciona a formação de preço único para todos os participantes.

No total, existem aproximadamente 1.100 produtores de eletricidade de médio e grande porte que podem oferecer serviços em mais de uma área de rede na Alemanha. Sendo assim, o consumidor alemão tem uma gama de opções para escolha do fornecedor que considerar mais conveniente. Em 2011, havia cinquenta provedores ativos em três quartos das áreas de rede, sendo que 54% das indústrias e 17% dos domicílios mudaram de incumbente. Nesse ano, o preço médio da eletricidade era de € 0,253/kWh, após as taxas que se aproximavam de 25%. Porém, em 2013, a sobretaxa do EEG representou um aumento de 47% em relação ao ano anterior.

Em 2013, segundo dados da IEA, a geração de EE da Alemanha foi de 602,4 TWh, sendo 45,1% de carvão; 22% de renováveis; 17,9% de nuclear; 13,9% gás natural; e, 1,1% óleo. A geração de energia *per capita* naquele ano correspondeu a 9MWh (média dos países IEA = 10,6 MWh). A capacidade instalada conectada ao sistema elétrico era de 174,2 GW (solar = 32,5 GW, eólica = 30 GW, carvão = 20 GW, gás natural = 19 GW, lignite = 18 GW, nuclear = 12 GW). Desse total, aproximadamente 75 GW eram de fontes renováveis, dos quais 11 GW despacháveis (biomassa, gás de resíduos, PCHs), enquanto 70 GW eram elegíveis para remuneração pelo mecanismo EEG.

Os dezoito centros de P&D em energia, representados pela Associação Helmholtz, empregam mais de 30 mil pessoas, com orçamento anual agregado de € 3,8 bilhões. A principal atribuição da associação é prover subsídios para a estruturação da estratégia governamental, provendo *expertise* e experiência, para preencher os vazios no campo científico, além de assistência na implementação de projetos. As áreas de maior destaque são energia fotovoltaica orgânica, eficiência, energia eólica e bioenergia (por exemplo, biocombustíveis sólidos, líquidos e gasosos), armazenamento e tecnologia de rede, além de tecnologias integrativas e interativas.

Na avaliação da EPE, as tarifas de eletricidade na Alemanha foram elevadas em mais de 20% para cobrir os gastos com o programa de energia fotovoltaica. Isso num território que tem irradiação solar entre 900 e 1.250 kWh/m^2. A capacidade instalada de geração eólica está acima da demanda de pico em determinados momentos. Ainda assim, os custos aumentaram com a necessidade de expansão das linhas de transmissão e com a utilização das térmicas de reserva, em *stand-by* por longos períodos e períodos mais curtos em plena carga, impactando em baixa eficiência total (EPE, 2016f).

3.2 Austrália

A Austrália é exportadora de energia, pois conta com uma diversidade de fontes produtoras, incluindo carvão, gás natural, petróleo, urânio e tório, além de todo o potencial de energia eólica, solar, geotérmica, biomassa, marés e ondas.

Desde 2007, em atendimento ao Protocolo de Quioto, o país tem se mostrado bastante assertivo, com avanços institucionais que incluem a criação de comissões, ministérios, institutos, agências reguladoras, além de políticas e programas para expansão das energias renováveis, eficiência energética e comercialização de emissões.

A partir de 2011, o governo australiano criou um pacote de revisão dos mecanismos de precificação do carbono e aumentou a provisão de fundos para financiamento de tecnologias limpas e inovadoras. O plano para mudanças climáticas e fixação da energia futura, em inglês, *Securing a Clean Energy Future – The Australian Government's Climate Change Plan*, introduziu novas iniciativas para fortalecimento dos princípios anunciados em 2007. O suporte financeiro previsto pelo governo era de AUD 10 bilhões. O livro branco de energia, *Draft Energy White Paper*, orientou o desenvolvimento do setor para a provisão de energia acessível, confiável e competitiva, priorizando os temas de inovação, competitividade, eficiência e tecnologia.

O Conselho Ministerial de Energia (MCE) reconhece o potencial de participação da demanda (em inglês, *Demand-Side Participation* – DSP) para aperfeiçoamento do sistema. O conselho expressa-se no arcabouço regulatório que promove a adoção de iniciativas eficientes de DSP, consubstanciado no novo acordo de mercado de energia australiano de distribuição no varejo.

O mercado de eletricidade australiano é estruturado em dois sistemas o Mercado Nacional de Eletricidade (NEM) e o Sistema Interconectado Sudoeste (SWIS). O primeiro tem 80% do mercado com três jurisdições, 270 geradores de eletricidade (dois terços deles estatais), seis sistemas de redes de transmissão interconectados e treze grandes redes de distribuição, totalizando cerca de 4.500 km de extensão. Enquanto o segundo, operando de forma mais esparsa, tem a Verve Energy (controlada pelo Estado) como principal fornecedora de eletricidade.

O Operador do Mercado de Energia Australiano (AEMO) despacha os geradores a cada cinco minutos, com base na ordem de mérito e determina o preço para cada região do NEM, com base na mais baixa oferta não despachada. A média dos preços comercializados é computada a cada meia hora para liquidação das participações. A característica mais interessante do

mercado é que o preço limite corresponde a AUD 12.500/MWh e o mínimo preço é negativo (AUD 1.000/MWh). O mercado à vista é limitado ao preço máximo (*price-cap*) administrado de AUD 300/MWh, quando a soma do preço à vista da meia-hora do mercado de atacado à vista atinge o acumulado de AUD 187.500 (*Cumulative Price Threshold* – CPT), na semana. A elaboração de painéis de confiabilidade permite a revisão de preços a cada quatro anos e ajudam a manter a transparência do mercado.

Serviços auxiliares, ancorados em oito mercados, são utilizados para garantir a segurança operacional do sistema, por meio do controle da frequência despachada. Empresas provedoras de serviços auxiliares têm um mercado dedicado para oferta de seus serviços, desde 2001. Com arranjos mais dinâmicos e transparentes, o mercado de serviços auxiliares tem se mostrado competitivo e eficiente. Outros elementos de destaque do sistema são os interconectores, classificados em regulados e não regulados, que atuam como importadores de energia entre regiões adjacentes.

O mercado SWIS é comercializado em uma combinação de contratos bilaterais, em que geradores e consumidores submetem ofertas e demandas ao operador de mercado independente (IMO) antecipadamente, de acordo com os contratos. O SWIS tinha capacidade de cerca de 400 MW, em 2012.

Em 2010, a geração de eletricidade foi de 242 TWh, sendo 75% de carvão, 15% de gás natural, 5% hidro, 2% eólica, 2% biocombustíveis e resíduos, 1% petróleo e 0,1% solar. A capacidade instalada era de 58,8 GW e o consumo *per capita* correspondia a 11,4 MWh, acima da média dos países-membros da IEA, que foi de 9,5 MWh.

3.3 China

A China lançou, em 1986, o *High-Tech Development Plan*, conhecido como Projeto 863, que teve como propósito tornar o país independente de obrigações financeiras de tecnologias estrangeiras. O projeto produziu cerca de 2 mil patentes, nacionais e internacionais. Prova disto está no informativo do Mizuho Bank, com relação aos dados chineses, que apontam para um aumento expressivo de garantias de patentes para invenções em energia, associada à conservação ambiental, além de biotecnologias. A tecnologia chinesa no campo energético é das mais avançadas do mundo. Nos últimos anos, a pesquisa científica no correlato campo da física quântica tem sido o melhor exemplo de que o conhecimento de ponta é a marca do desenvolvimento.

O acentuado crescimento econômico das últimas décadas tem causado preocupação com a segurança energética na China, levando o país a elaborar programas conjuntos com países estratégicos para o fornecimento de combustíveis fósseis, por exemplo, com a Arábia Saudita, Angola, Brasil e Cazaquistão. Em 2003, a escassez de eletricidade levou a um impulso na capacidade de geração, tendo como consequência a elevação dos preços do carvão e do petróleo.

Em 2004, a Comissão Nacional de Reforma e Desenvolvimento, uma das agências mais prestigiadas na hierarquia governamental, lançou o planejamento de médio e longo prazo para o Plano de Conservação Energética, que estabelecia metas para a indústria, o transporte e as edificações, além do próprio setor energético. Confirmado na programação plurianual de 2006, o plano focou em dez projetos, englobando áreas de renovação de *boilers* a carvão, de aperfeiçoamento de motores elétricos, de padronização e rotulação de equipamentos e motores. A meta era reduzir a intensidade no uso de energia consumida por unidade do PIB em 20% até 2010, comparada a 2005.

Apesar de a política energética chinesa contar com o carvão como principal fonte de energia, o uso de tecnologia limpa vem crescendo. Em 2009, o país registrou o maior volume de investimentos em tecnologia de energia renovável do planeta.

O plano *Made in China 2025 – Energy Equipment Implementation Plan*, lançado pelo Ministério da Indústria e Tecnologia da Informação (MIIT) da China em 2015, propõe aplicar cifras bilionárias para desenvolver segmentos mais lucrativos das cadeias de suprimentos globais. Entre os dez setores com maior prioridade do plano encontra-se a energia limpa com equipamentos de produção fotovoltaica e eólica, além dos veículos elétricos.

A liberalização do mercado de energia tem sido gradual, abrangendo medidas como as licitações de geração de energia no atacado em regiões específicas, o fortalecimento da comissão regulatória de eletricidade, a renovação da lei de eletricidade e a constituição de operadores do sistema de transmissão. O preço dos combustíveis é controlado pelo estado, com subsídios diretos aos consumidores.

3.4 Espanha

O ordenamento que rege a regulação do setor elétrico espanhol data de 1997 e teve por objetivo garantir o fornecimento de energia e a qualidade do serviço ao menor custo. No período que se seguiu, até 2008, a economia cresceu de forma favorável, embora a

dependência de energia externa continue existindo. O país vem diminuindo suas importações de energia de 80% para 70% da oferta, no período de 2009 a 2014, sendo parte do sucesso atribuído ao crescimento das energias renováveis.

Dois sistemas fazem parte do modelo espanhol: *i*) o regulado – mercado atacado de energia denominado *pool* espanhol; e *ii*) o liberalizado – no qual todos os consumidores podem escolher livremente o fornecedor de energia, desde 2003.

As centrais de geração operam no regime ordinário ou especial. No regime especial, os produtores de energia renováveis ou de pequenas quantidades (50MW) têm toda energia ofertada comprada pelo sistema. As tarifas são fixadas por decreto, variando de acordo com o volume produzido, sendo geralmente superiores às do mercado ordinário, pois um prêmio é pago com variação em bandas.

No regime ordinário, os produtores, incluindo os estrangeiros, vendem a energia de quatro formas: *i*) no atacado ou *pool* espanhol, quando agentes do setor transacionam em sessões diárias; *ii*) em contratos bilaterais privados, livremente negociados, entre agentes do mercado; *iii*) em leilões com grandes empresas como Endesa e Iberdrola, que ofertam compulsoriamente quantidades pré-estabelecidas de energia; e *iv*) em leilões com oferta aos comercializadores de baixa tensão aos consumidores.

O Operador de Mercado de Energia Livre (Omel) tem dupla atribuição de operar e regular o mercado, fazendo a gestão econômica e conduzindo os processos de licitação. A rede de transmissão é gerenciada pela Red Eléctrica de Espanha (REE), responsável pelo desenvolvimento técnico na rede de alta tensão, pela gestão dos fluxos internacionais, assegurando o fornecimento e a coordenação entre o sistema de transmissão e a comercialização.

Desde 2009, vem ocorrendo uma liberalização progressiva do setor e uma integração transfronteiriça com infraestruturas de outros países, como planejado no âmbito do terceiro pacote para o mercado interno de eletricidade e gás. Os distribuidores deixaram de fornecer eletricidade aos consumidores, cabendo aos comercializadores de baixa tensão esse papel.

Apesar do esforço do governo para desenvolver o setor elétrico, desde 2011, o foco tem sido diminuir o massivo *deficit* tarifário, de cerca de € 30 bilhões, acumulado de 2001 a 2012. Os custos com eletricidade incluem a remuneração pela distribuição e transmissão, além dos subsídios para gerar energia renovável, que acumulavam *deficits* de € 20 bilhões.

A Espanha também adota as tarifas *feed-in*, financiamento público direto, empréstimos subsidiados e créditos fiscais para financiar a energia eólica, solar fotovoltaica, biomassa, biocombustíveis e PCHs. Os contratos de compra de energia incluem a garantia de preços e o acesso à rede de elétrica.

A partir de 2012, o governo suspendeu temporariamente os subsídios para novas instalações de fontes renováveis, reduziu a remuneração para as operações de transmissão e distribuição, aumentou tarifas de acesso e introduziu uma taxa de 7% para geração de energia. Em 2013, os gestores ampliaram as medidas de redução de remuneração e compensações às atividades do setor elétrico. Em meados de 2015, uma reforma mais compreensiva foi implementada, com previsão de longo prazo para eliminação do *deficit* acumulado nos quinze anos seguintes.

Segundo a IEA, em 2014, a Espanha produziu 273,9 TWh de eletricidade, sendo 20,9% nuclear; 19,1% eólica; 17,2% gás natural; 16,3% carvão; 14,3% hidro; 5,2% óleo; 5% solar; 2% biocombustíveis e resíduos sólidos. A capacidade instalada era de 108,2 GW. A energia gerada *per capita* foi de 5,9 MWh (média dos países IEA = 9,9 MWh).

O Centro para Energia, Meio Ambiente e Pesquisa Tecnológica (Ciemat) é a maior instituição pública de P&D no setor elétrico espanhol, além de outras áreas. O Centro Nacional de Energia Renovável (Cener), em conjunto com o Ciemat, dedicam-se à pesquisa e transferência de tecnologia em integração de rede, arquitetura bioclimática, energia eólica, biomassa, solar térmica e painéis fotovoltaicos. A Fundação para a Cidade da Energia (Ciuden) estuda as tecnologias de captura e estoque de carbono (CCS) pós e pré-combustão, além da queima de oxigênio no setor energético.

3.5 Estados Unidos

A ressurgência da produção de petróleo e do gás de folhelho nos Estados Unidos, ocorrida desde o final da década de 2000, tem repercutido na diminuição dos preços de energia em todo o mundo. Considerada uma onda de revolução energética, por alguns especialistas, a exploração não convencional tem sido responsável por fomentar a competitividade, reduzir os GEEs e fortalecer a segurança energética globalmente.

A tecnologia de fraturamento hidráulico das rochas encharcadas de gás e óleo (folhelho betuminoso), criada em 1990 no Texas, conjuga procedimentos de injeção

de água pressurizada carregada de produtos químicos em poços escavados horizontalmente. A técnica permitiu que o país diminuísse as importações de petróleo e carvão e exportasse combustíveis fósseis e derivados a partir de 2009. A redução do preço do gás natural foi de mais de US$ 7 por milhão de BTU.

Os entusiastas alimentam a expectativa de que o maior consumidor de petróleo do mundo venha a se tornar autossuficiente em 2035, caso sejam conjugadas medidas de aumento de eficiência energética e de redução do consumo do setor de transportes. Em 2013, o petróleo foi responsável por 36% da oferta total de energia primária do país, com aumento de 30% desde 2003. Os Estados Unidos são o terceiro maior produtor mundial atrás apenas da Arábia Saudita e da Rússia.

O setor de energia americano passa por um processo de desregulamentação desde a década de 1990. O modelo vigente até então preconizava o monopólio estatal, no qual as empresas de utilidade pública eram responsáveis pela geração, transmissão e distribuição de energia, em limites geográficos bem definidos. O conjunto de agências, nos diversos níveis de governo, estabelecem as tarifas que remuneram a operação e o investimento dos operadores, garantindo a taxa interna de retorno.

Com a introdução da ideia de desregulamentação, iniciaram-se os debates a respeito da desverticalização do setor, da necessidade de um aparato burocrático mais expressivo e da ampliação da competitividade ancorada nos avanços tecnológicos. A concorrência seria reforçada a partir da liberdade do consumidor para escolha da empresa geradora de EE, dentro ou fora do estado de residência. O universo de escolha abrangeria desde os grandes produtores até os produtores independentes, mas a distribuição permaneceria aos cuidados de um distribuidor estadual ou municipal regulamentado. A regulação sobre a geração de energia tornar-se-ia desnecessária e as tarifas seriam aferidas pelo próprio mercado.

Desde 1996, a Federal Energy Regulatory Commission (FERC) estimula a operação de sistemas de transmissão independentes, além de garantir o direito de uso da infraestrutura a todos os operadores com a prática de encargos em condições de igualdade. As agências reguladoras estaduais continuam responsáveis pela definição de taxas na distribuição de varejo ao consumidor final. As divergências com relação ao novo modelo têm adiado as esperadas regras de transição para o mercado desregulado, provocando apreensão e inibição de investimentos no setor.

Por sua vez, o *American Recovery and Reinvestment Act* (ARRA), instituído em 2009, autorizou a garantia de empréstimos para inovações que evitassem os gases do efeito estufa, incluindo projetos avançados de reatores nucleares, armazenagem de energia, captura de carbono e energia renovável. O orçamento do Departamento de Energia (Department of Energy – DoE) para dar suporte aos projetos de tecnologias de energia limpa passava de US$ 30 bilhões.

O projeto presidencial para assegurar a energia do futuro e o plano de ação climática, elaborados em 2011, dobravam a produção de energia eólica, solar e geotermal até 2020. As importações de petróleo deveriam diminuir pela metade até o final desta década e a eficiência energética deveria dobrar até 2030. Para integrar as múltiplas iniciativas regionais e locais de políticas energéticas, avaliações foram encomendadas a grupos de trabalho no nível federal. A energia extraída de biocombustível e dos resíduos sólidos cresceu 31,1%, de 2004 a 2013.

O interesse na produção combinada de energia e calor, *combined heat and power* (CHP), vem crescendo, devido à redução dos preços do gás natural. O plano de acelerar os investimentos na eficiência energética industrial, em inglês, *Accelerating Investment In Industrial Energy Efficiency*, inclui uma série de medidas para coordenar esforços para implantação de 40 GW de novas e efetivas instalações CHP, até 2020. Os números demonstram a eficiência da geração CHP, pois a capacidade instalada de 8% da eletricidade americana equivale a 12% da geração de energia anual, devido às longas horas de operação, quando comparada às formas convencionais de geração.

O regime regulatório americano é bastante complexo, pois ocorre nos três níveis de governo. O nível federal pode regular as questões de comércio interestaduais, enquanto cada estado aprova a construção de novas plantas geradoras e de redes de transmissão, além de aprovar preços de varejo em sua jurisdição. No nível de consumidor, algumas atividades são monopolizadas, enquanto outras são mais competitivas. Nos últimos anos, o foco estratégico do FERC tem sido o *smart grid*, resposta da demanda, integração das renováveis no sistema, planejamento da transmissão e alocação de custos.

Participam do setor elétrico nos Estados Unidos cerca de 3 mil operadoras públicas, privadas e cooperadas, incluindo mil produtores independentes de energia. Três redes regionais sincronizadas de energia, oito conselhos de segurança energética, cerca de 150 controladoras de áreas, além de agências e profissionais intervenientes. As três

interconexões (Leste, Oeste e Texas) são linhas de transmissão entre as oito regiões, que funcionam em corrente direta (DC), limitando e controlando o montante de eletricidade. As oito regiões da North American Electric Reliability Corporation (NERC) são responsáveis pela padronização de segurança para fornecimento de energia no atacado, funcionando em corrente alternada (AC). Os arranjos de mercado americano (por exemplo, MISO, PJM, NYISO, ISONE, ERCOT) trabalham elasticidade da demanda, *price-cap* e margem de reserva. As dez organizações de transmissão regionais (RTOs), que formam o sistema de operadores independentes, permitem o acesso não discriminatório aos serviços de transmissão nos Estados Unidos e no Canadá.

Segundo informação da Energy International Agency (EIA), em 2013, a geração de eletricidade dos Estados Unidos foi de 4.274 TWh, com aumento de 5,4% nos últimos dez anos. Os maiores responsáveis pelo abastecimento são carvão e gás natural com 67%, sendo 40% para carvão e 27% de gás natural. O óleo gera menos de 1% dessa energia. Somando-se as fontes fósseis, essas são responsáveis por aproximadamente 68% da geração de eletricidade, sendo que o país ocupa a 11ª posição no *ranking* global de participação. A energia nuclear é a terceira maior fonte, com 19%, e as renováveis, com 13%. A energia gerada por eletricidade e calor *per capita* foi de 13,9 MWh (média dos países IEA = 10 MWh). A capacidade instalada, em 2012, era de 1.067,9 GW.

As inversões do governo norte-americano em fundos dedicados a P&D na área de energia continuam sendo das mais significativas de todo o planeta, com cerca de US$ 7 bilhões, em 2014. O Escritório de Ciências do DoE administra um portfólio de pesquisas em seis programas especiais: computação avançada, ciência de base em energia, pesquisa biológica/ambiental, energia de fusão, física da matéria/energia e física nuclear. Trabalhando em sinergia com o DoE, o Departamento de Comércio Americano desenvolve a estratégia de padronização e segurança cibernética das redes inteligentes, por meio do National Institute for Standards and Technology (NIST).

A Agência de Pesquisas Avançadas em Projetos de Energia, em inglês, Advanced Research Projects Agency – Energy (ARPA-E), tem dobrado os centros de inovação dedicados à pesquisa de materiais críticos, ao armazenamento de energia e à tecnologia avançada e inteligente de rede. Outra iniciativa paralela inclui o futuro da rede de energia, comandada pelo Pacific Northwest National Laboratory (PNNL), que tem por objetivo integrar a TIC existente com a nova tecnologia de sensores para rede inteligente.

Em 2009, as fontes solar, eólica, geotermal, biomassa e pequenas hidrelétricas eram responsáveis por 11,6% da eletricidade produzida no país. O estado americano da Califórnia é líder na transição de fontes de energia. Após a desregulamentação de 1998, o Programa de Energia Renovável local teve início em 2002, estabelecendo a meta de 20% de fontes limpas até 2017, cujo índice foi aumentado para 33% até 2020. Em 2015, a meta foi aumentada para 50% da EE, até 2030. Incentivos são concedidos com base no mercado para usinas novas e existentes, contemplando a geração de energia em escala.

No estado de Nova Iorque, a política denominada *Reforming the Energy Vision* (REV) foca na identificação de novas tecnologias que incentivem o uso de energias renováveis, implantando microrredes e a geração distribuída, a partir da instalação de painéis fotovoltaicos em telhados e controle de consumo da energia. A maioria dos projetos está abaixo dos 50 kW de capacidade de geração de energia.

O *Standardized Interconnection Requirements* (SIRs) desenvolve a padronização que deve ser utilizada para facilitar a conexão da geração distribuída. Outro programa do estado norte-americano de Nova Iorque com repercussão nacional é o *Sun Megawatt Block Program*, que estabelece metas de capacidade instalada por regiões, desagrega as metas em blocos e garante incentivos de acordo com o bloco específico. Em contrapartida o programa elimina incentivos em espécie (*cash*) de forma escalonada, em regiões mais sustentáveis.

3.6 França

A França é o país que mais utiliza a energia nuclear no mundo, com participação de 46% na matriz energética e de 78% na produção elétrica, em 2015, enquanto os combustíveis fósseis são responsáveis por 47% da energia total. A lei relativa à transição energética e ao crescimento verde foi programada para dois horizontes, 2030 e 2050, vinculando metas e prevendo a trajetória de preços do carbono.

A participação da energia renovável na produção de eletricidade deve passar de 16,5%, em 2015, para 40%, em 2030, com a capacidade de geração eólica instalada em terra chegando a 10 GW. O país prepara um plano de transição para o parque de usinas atômicas envelhecidas, pois a energia nuclear deve diminuir de 78%, em 2015, para 50%, em 2025.

A estratégia nacional de desenvolvimento com baixo carbono contempla a eficiência energética, a segurança no suprimento de energia e o equilíbrio entre demanda e oferta de todas as fontes energéticas. A meta para 2030 é reduzir os GEE em 40%, implementando

ações estratégicas nos setores de edificações, transportes e indústria. A construção de 7 milhões de pontos de recarga de veículos elétricos foi planejada para 2030. A nova regulação dos códigos de edificações de 2012 prevê a renovação de 500 mil moradias por ano, com foco na baixa renda. A redução no consumo energético seria de 20%, em 2030, e de 50%, em 2050, comparado aos níveis de 2012. Quando comparado ao ano de 2005, a economia na intensidade do uso de energia teria baixado 16,5%.

O planejamento descentralizado em território francês é encorajado pelo governo central, com planos territoriais de clima-ar-energia coordenados pelas autoridades locais. A abordagem descentralizada permite maior resiliência às mudanças na oferta de energia, enquanto o mercado centralizado de comercialização de energia permanece orientado pela demanda.

Desde 2009, o governo francês tem adotado um cauteloso processo de abertura dos monopólios de gás e eletricidade. A intervenção da comissão europeia foi decisiva para que o governo permitisse o acesso regulado a 25% do parque de eletricidade nuclear para geradores alternativos, em 2011. As tarifas reguladas foram abolidas no começo de 2016, para os consumidores de gás e para o consumo de eletricidade nas indústrias de médio e grande porte. As tarifas restantes, ainda reguladas, ganharam maior transparência no cálculo e os programas sociais, reforço no suporte governamental, tirando do incumbente regulamentado a obrigação de sustentar o encargo da tarifa social.

O incremento da competitividade no mercado de atacado, o aumento do volume de energia negociado e a maior integração entre norte e sul têm encorajado os tomadores de decisão. Porém, a abertura do mercado de eletricidade ainda está bem aquém do necessário, com alta concentração da empresa estatal, Électricité de France. A concessão de hidrelétricas e a entrada de fornecedores estrangeiros no mercado podem auxiliar na promoção de um mercado competitivo e justo. Em 2015, a interconexão entre França e Espanha tornou-se operacional, atingindo 10% do intercâmbio de energia previsto para que o mercado comum europeu se torne mais seguro.

Segundo dados da IEA, em 2015, a França produziu 563 TWh, a partir da fonte nuclear 83%; de hidroelétrica 9,7%; eólica 3,8%; gás natural 3,5%; carvão 2,2%; biocombustível e resíduos sólidos 1,3%; solar 1,5%; óleo 0,3%. A geração *per capita* de energia foi de 9,1 MWh (média dos países IEA = 9,9 MWh). A capacidade instalada era de 128,9 GW, em 2014.

Desde 2007, os decretos de P&D verde, em francês *Grenelle Environment I and II Acts* estruturam o setor de energia. Em 2014, pouco mais de € 1 bilhão foram investidos em pesquisa pelo governo francês. Em 2015, foi anunciada uma atualização da estratégia da pesquisa em energia limpa, eficiente e segura. O programa de investimentos futuros, *Programme d'investissements d'avenir* (PIA), conta com inúmeros parceiros comerciais e industriais e visa acelerar o emprego de tecnologias inovadoras. A comissão dedicada a energias alternativas e atômica, Commissariat à l'Énergie Atomique et aux Énergies Alternatives (CEA), projeta reatores nucleares, novos materiais, energia solar, células de combustível, hidrogênio, eficiência energética e armazenamento.

3.7 Índia

Em 2005, o governo indiano lançou as metas estratégicas para independência energética até 2030, assim como para reestruturação das fontes de energias. Especial ênfase foi dada à diminuição de importações de combustíveis fósseis; a maximização da geração hidrelétrica e nuclear; e ao incremento de 5% (2005) para 25% (2030) de tecnologias de energia renovável.

O comitê de coordenação energética criado para conduzir a política de segurança energética, inclui os setores de carvão, petróleo e gás natural. No mesmo ano de 2005, ocorreu o licenciamento de áreas novas para exploração de petróleo, com a oferta de vinte blocos de exploração para o mercado, além da participação de companhias públicas indianas em 23 blocos de outros países. O gás natural produzido pelas empresas públicas tem os preços administrados.

Na área de fontes energéticas não convencionais, a Índia conta com órgão dedicado desde 1982, tendo alçado *status* de ministério em 1992. Em 2010, a participação das renováveis ultrapassava a energia nuclear e o gás, com mais de 18% do mercado. A política de energia renovável projeta a visão estratégica para 2100, sendo que as tecnologias a base de hidrogênio obtiveram atenção redobrada, com a constituição de um conselho nacional para desenvolvimento, planejamento e implementação das políticas do setor.

Os desafios do governo indiano na eletrificação rural permaneciam imensos até 2005, com um quarto dos vilarejos sem rede elétrica, 120 mil vilarejos de um total de 480 mil. Apenas 44% dos domicílios do interior tinham acesso à EE. O suprimento de energia na área rural é feito à base de querosene, com subsídios elevados e dependência

de importação. O Ministério de Energia Nova e Renovável planeja implementar um conjunto abrangente de programas para gerar eletricidade para iluminação, cozimento e transporte. Os sistemas serão *off-grid* para geração distribuída de eletricidade e descentralizada para energia renovável.

O Plano Plurianual Estratégico de Energia 2011-2017 priorizou tecnologias e fontes de produção de energia renovável em sistemas isolados e descentralizados. O sistema nacional de classificação, *Green Rating for Integrated Habitat Assessment* – GRIHA, para construção verde de edifícios foi criado e adaptado aos mais diferentes tipos de microclimas do país e a meta do programa é qualificar 200 milhões de metros quadrados de edificações até 2022. A capacidade energética adicional até 2020 inclui 3 mil MW em painéis solares em telhados e mais 3 mil MW em usinas de força.

3.8 Japão

A situação energética do Japão é bastante crítica, devido à escassez de terras para plantar e produzir biomassa, à topografia acidentada que dificulta a construção de barragens e às grandes profundidades da plataforma continental, que tornam cara a implantação de usinas eólicas *offshore*. O sistema que fornecia eletricidade era monopolizado e atuava regionalmente e isoladamente. A competição limitada, tanto no mercado de atacado quanto no varejo, permitia ingresso de geradores independentes para atender grandes consumidores.

Após o acidente da usina nuclear de Fukushima, em 2011, o governo japonês anunciou algumas alternativas de política energética para o futuro. A capacidade instalada do parque nuclear foi gradativamente desmobilizada até que, em 2013, toda a produção foi interrompida. O país que, em 2010, importava 80% da energia consumida, passou a importar 94%, em 2013. Portanto, a solução que perdurou às complexas condições de mercado foi a de aperfeiçoar os padrões de segurança das antigas usinas nucleares, embora o paradigma da coerência política estivesse em jogo.

Ademais, o pacote promovia incentivos às energias alternativas, incluindo a tarifa *feed-in* desde 2012, o que proporcionou um rápido crescimento da energia solar e exigiu uma infraestrutura de energia mais flexível. Acordos voluntários, subsídios à produção de equipamentos e investimentos públicos diretos foram criados com metas para expansão na matriz energética para essas categorias de geração de energia.

Em 2014, o governo lançou o quarto Plano Estratégico de Energia, que derivou na visão de longo prazo do setor, em 2015, denominada *Long Term Demand and Supply Outlook*. O plano foi preparado tendo em mente os objetivos para adaptação às mudanças climáticas. Projetado para 2030, o plano previa o declínio no uso de combustíveis fósseis, a retomada da energia nuclear e um forte incremento das energias renováveis.

As contribuições anunciadas na COP_{21} para iNDC foram reduções de 26% nas emissões dos GEE, entre 2013 e 2030, e de 80% até 2050. Para atingir tais metas, o governo lançou a estratégia de inovação tecnológica para os setores de ambiente e energia, em inglês, *National Energy and Environment Strategy for Technological Innovation* (NESTI) 2016-2050, que conta com a colaboração de parceiros da academia e da indústria.

A mudança do modelo de gestão do sistema, iniciado em 2015, incluía primeiramente a operação cruzada entre operadores de transmissão regionais, em inglês, Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators (OCCTO). Num segundo estágio de desenvolvimento, uma autoridade regulatória de energia foi instituída e ocorreu a liberalização do mercado de energia no varejo, em 2016, com possibilidade de escolha para os consumidores.

Na terceira fase, em 2020, a Comissão de Vigilância do Mercado de Gás e Eletricidade, em inglês, The Electricity Market Surveillance Commission (EMSC), deverá legalizar a dissociação dos segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia no varejo. Segundo IEA, os próximos passos deverão incluir um sistema operador de transmissão, totalmente independente e o estabelecimento de zonas de preços, para otimizar a distribuição geográfica da geração de energia, especialmente no caso das alternativas solar e eólica. O mercado de gás também necessita de reformas objetivando diminuir preços, aumentar a oferta, expandir o leque de escolhas dos consumidores e de oportunidades de negócios.

O processo de reforma do mercado de eletricidade japonês começou em 1995, com a garantia de ingresso dos produtores independentes, com acesso a serviços especificados e revisão das taxas do sistema. Em 2000, a segunda reforma abriu parcialmente o mercado de varejo, permitindo aos geradores servir a grandes consumidores utilizando a rede de transmissão. A reforma, de 2003, permitiu liberar o mercado a partir de 50 kW e a quarta reforma, em 2008, regulamentou as questões dos mercados liberalizados. Mais recentemente, a reestruturação incluiria a criação de organização voltada para a coordenação nacional das operações de transmissão, em 2015; a completa liberalização

do varejo e a desregulamentação do mercado atacadista, em 2016; e a separação dos segmentos de transmissão e distribuição, em 2020.

O mercado atacadista de energia é majoritariamente composto por transações bilaterais, enquanto a liquidez e o gerenciamento de risco são possíveis por meio de intercâmbio, no Electric Power Exchange (JPEX), onde as operações são crescentes. O governo tem planos para implantar o mercado em tempo real para minimizar os desequilíbrios, reduzindo as penalidades, geralmente cobradas dos pequenos produtores do mercado.

Segundo IEA, em 2015, o Japão gerou 1.009 TWh de eletricidade, sendo 39,2% de gás natural; 34% de carvão; 9% de óleo; 0,9% nuclear; 8,4% hidroelétrica; 4,1% de biocombustíveis e resíduos sólidos; 3,6% de solar; 0,5% de eólica; e, 0,3% geotermal. A geração *per capita* média correspondeu a 8 MWh (média dos países IEA = 9,9 MWh). A capacidade instalada, em 2014, era de 315,3 GW.

Especial atenção tem sido dispensada a duas áreas de desenvolvimento tecnológico: células de combustível/hidrogênio e painéis fotovoltaicos. Os planos do Ministério da Economia, Indústria e Comércio são de expandir a liderança no uso de células de hidrogênio estacionárias e veiculares, produzir a energia a partir do suprimento de hidrogênio em larga escala e estabelecer processos de manufatura, transporte e armazenamento de hidrogênio com emissão zero.

3.9 Países nórdicos e bálticos

O processo de liberalização do mercado de energia nórdico teve início em 1996, com a desregulamentação na Noruega. Desde então, o Nord Pool vem ganhando adesões dos países escandinavos e bálticos. Pertencendo ao conjunto estão Dinamarca, Noruega, Suécia, Finlândia, Lituânia, Letônia e Estônia. Em 2016, a produção de energia dos países nórdicos chegou a 397 TWh, com exportação de 16 TWh para os países bálticos, que geraram 19 TWh.

O sistema de produção de energia norueguês, por exemplo, tem uma grande semelhança com o sistema brasileiro, qual seja à base de geração na hidroeletricidade e com grande vulnerabilidade com relação à estiagem. Em ano normal de produção, as hidrelétricas norueguesas chegam a gerar 120 TWh, enquanto em anos de seca significativa, a produção reduz-se para 90 TWh. A Noruega é o terceiro maior exportador de energia do mundo, atrás somente da Rússia e da Arábia Saudita. O país prevê a redução de 30% dos GEE, até 2020, almejando alcançar a neutralidade de carbono,

em 2050. Em 2009, a oferta total de energia primária, em inglês, *Total Primary Energy Supply* (TPES), tinha a participação das seguintes fontes: hidrelétrica 40%, óleo 34%, gás natural 20%, biomassa e resíduos sólidos 5% e carvão 2% (IEA, 2011).

A Suécia também tem uma ambiciosa política de integração climática e energética, com redução de 20% do uso intensivo de energia, pelo menos 50% de consumo de energias de fontes renováveis e menos 40% de emissão dos GEE, até 2020. Para 2030, a frota de veículos deve ser livre de combustíveis fósseis e, para 2050, as emissões devem estar reduzidas a zero. Segundo a IEA, em 2011, 35% da energia ofertada no país vinha de fontes renováveis, principalmente por causa do uso de biocombustíveis e das usinas eólicas em terra. A estratégia *CleanTech* fomenta as empresas inovadoras, objetivando o desenvolvimento e a implementação de tecnologia limpa. A eletricidade gerada em 2011 foi de 150,5 TWh, sendo 44,1% hidrelétrica, 40,5% nuclear, 8,5% biocombustíveis e resíduos sólidos, 4% eólica, 1,2% gás natural, 0,8% carvão, 0,5% óleo e 0,4% turfa.

A Finlândia, provavelmente o mais industrializado dos países nórdicos, tem o maior consumo de energia *per capita* no *ranking* da IEA. Logo, a principal preocupação do governo é fortalecer a segurança energética, devido à escassez de hidrocarbonetos, sendo o país grande importador de energia. Nesse sentido, o movimento é triplo na direção de descarbonificação da economia, de integração com outras nações da União Europeia e de promoção de financiamentos para a pesquisa e o desenvolvimento do setor energético. A prioridade tem sido dada aos segmentos de energias renováveis e nuclear. A extensão de área florestal chega a 86%, favorecendo o uso de energia de biomassa. Quanto à energia nuclear, os planos são de expansão da capacidade do parque gerador. A geração de energia era de 73,5 TWh, em 2011, sendo 31,5% nuclear, 16,9% hidrelétrica, 15,6% de biocombustíveis e resíduos sólidos; 14% de carvão; 12,9% de gás natural, 7,4% de turfa e 1,7% demais fontes.

Segundo a IEA, desde 1990, a Dinamarca é líder europeia em matéria de política climática e energética, por ter conseguido a dissociação entre crescimento econômico e consumo energético. A estratégia energética – em inglês, *Strategic Energy* – 2050 começou a ser elaborada na década de 1980, mas em 2007 ocorreu o direcionamento para formação de uma sociedade de baixo-carbono. O país lidera exportações de turbinas eólicas, suprindo um terço do mercado mundial. A produção de EE em 2010 foi de aproximadamente 38.6 TWh, sendo 44% de carvão, 20% de gás, 20% eólica e 13% biocombustíveis.

Os países nórdicos estão alinhados com as políticas do continente europeu que inclui: *i*) o funcionamento apropriado de mercado para o comércio transfronteiriço;

ii) o acesso a fontes diversificadas de energia; *iii*) a consolidação da dissociação da propriedade sobre os ativos do setor energético; *iv*) o fortalecimento dos órgãos reguladores nacionais; *v*) a inserção de novas regras para os serviços dos operadores; e *vi*) o aperfeiçoamento dos mercados de varejo com intuito de beneficiar os consumidores.

Quanto às ações estratégicas do bloco nórdico para neutralização das emissões com horizonte de planejamento em 2050, têm-se os seguintes destaques: *i*) incentivar o aumento da flexibilização, distribuição e interconexão do sistema de eletricidade; *ii*) acelerar o desenvolvimento tecnológico focado na descarbonização do transporte à longa distância com uso de biodiesel, de eletrificação de vias expressas e de hidrogênio combustível, além do emprego de CCS no setor industrial; e *iii*) explorar o potencial de descarbonização das cidades, concentrando esforços na eficiência energética das edificações e dos transportes, IEA e Nordon (2016).

A tecnologia utilizada no sistema de comercialização de energia do Nord Pool é detalhada na seção de tecnologia.

3.10 Reino Unido

Longe de representar um consenso dentro do próprio Reino Unido, o processo de retirada da União Europeia provocado pela Inglaterra, em 2016, deve modificar a política do setor energético em algum grau, modificando o quadro apresentado a seguir.

Enquanto participante da União Europeia, o Reino Unido almejava atingir a meta de 15% do consumo de EE a partir de fontes renováveis, até 2020. O *Energy Act* de 2008 incluía os seguintes aspectos:

- descarbonização;
- reforma do mercado de eletricidade;
- criação da agência regulatória para energia nuclear, em inglês, Office for Nuclear Regulation (ONR);
- privatização do sistema de gasodutos e armazenamento, em inglês, Government Pipeline and Storage System (GPSS);
- alinhamento estratégico da segurança regulatória, Strategy and Policy Statement (SPS), da agência de gás e EE, em inglês, Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem);
- consolidação das tarifas domésticas de energia e das atividades passíveis de licenciamento;

- fortalecimento do Ofgem para compensação aos consumidores;
- alteração nas legislações existentes para novas metas de provimento de energia à população de baixa renda;
- ampliação do limite máximo de capacidade instalada, de 5MW para 10MW, em projetos comunitários;
- alteração técnica para evitar infrações dos bens de transmissão para geração de energia eólica *offshore*;
- aumento da resiliência do sistema para tarifação de carregamento (*charging power*);
- revisão dos custos de recuperação dos novos rejeitos nucleares e revogação dos arranjos financeiros; e
- fortalecimento do secretário de Estado para requerer aos entes privados o provimento de alarmes para emissões de gases de monóxido de carbono.

A reforma do mercado de eletricidade, ocorrida em 2013, tinha como objetivo encorajar investimentos nas energias nuclear e renovável, fazendo uso das tecnologias de captura e sequestro de carbono (CCS). A política compreendia quatro instrumentos principais, quais sejam: *i*) *Carbon Price Floor* (CPF) – estabelecimento de preço mínimo para o carbono no médio e longo prazos, cuja perspectiva era aumentar a competitividade; *ii*) *Contract for Difference Feed-in Tariff* (FiT CfD) – garantindo a diferença de preço entre o valor de atacado e o valor acordado em contrato para os produtores de energia de baixo carbono; *iii*) *reliable supplies* – contratando um conjunto diverso de fontes flexíveis (geração e armazenamento), pelo processo centralizado de leilões de energia, que mantivessem estável o suprimento de energia nas horas de pico e em períodos de intermitência das renováveis; *iv*) *Emissions Performance Standard* (EPS) – limitando as emissões permitidas para novas plantas geradoras de eletricidade (450 g CO_2/kWh) (IEA, 2012b).

Políticas complementares estavam previstas com o propósito de estabelecer o papel da demanda na estocagem, interconexão e desenvolvimento da rede inteligente de energia. A reforma do mercado de energia propunha uma transição rápida com intervenções programadas para acelerar a reestruturação tecnológica. O governo considerava que os incentivos com base no mercado poderiam se mostrar insuficientes para atingir as metas de descarbonização, sem comprometer a segurança do fornecimento.

Os seis maiores grupos com integração vertical, que dominam a geração de energia no Reino Unido, são bastante autossuficientes no que se refere às contratações financeiras para administrar as posições de comercialização. Como consequência, o mercado de atacado de energia é classificado como de baixa liquidez, o que forma uma barreira para

os potenciais novos entrantes. A falta de liquidez e de lastreamento no mercado financeiro afetam a formação eficiente de preços com potencial para distorcer a eficiência, no que se refere aos incentivos para investimento, operação e uso final da energia.

Em fevereiro de 2012, o Ofgem propôs que as corporações verticalizadas do setor vendessem 25% da geração de energia, em uma gama diferenciada de produtos, no mercado financeiro à vista e futuro de energia. A medida poderia aumentar a liquidez, diminuir os preços e facilitar a entrada de produtores independentes de energia, ancorando suas posições de forma mais efetiva, além de promover a competição, a inovação da produção e a ampliação do leque de escolha dos consumidores.

Com relação à eficiência energética, o Reino Unido tem uma economia com base em indústrias pouco intensivas em energia, além da grande participação do setor de serviços. Entretanto, o ramo de edificações teria potencial suficiente para aperfeiçoamentos em ganhos de eficiência. A meta nesse particular seria fazer com que as novas construções fossem neutras em emissões de carbono, até 2016.

Para construções mais antigas, o governo pretendia lançar um programa para que as empresas privadas pudessem ofertar serviços de melhoria das condições energéticas aos consumidores, que fossem remunerados por pagamentos parcelados, cobrados sobre uma conta de energia menos onerosa. O mecanismo de financiamento criado para apoiar os investimentos em *retrofits* foi denominado *Green Deal*.

No tocante ao *smart grid*, a troca massiva de medidores inteligentes iniciou-se a partir de 2014 e deverá alcançar 53 milhões de unidades até 2019. Para o setor transportes, além da regulamentação da União Europeia sobre o limite de emissões, as medidas internas complementares do Reino Unido promoveriam limites mais restritivos, além de taxações aos combustíveis e veículos mais poluentes.

O declínio da produção doméstica de petróleo e de gás no Reino Unido tem provocado importações do combustível fóssil, desde 2005, sendo que existe expectativa de que o corte chegue à metade da produção, até 2020. Outra perspectiva de mudança é com relação ao padrão de consumo para assegurar o suprimento, em face da intermitência das fontes renováveis, que exigirá investimentos em infraestrutura de gás, principalmente no reforço do sistema de gasodutos.

O mercado de eletricidade no Reino Unido é dividido geograficamente em duas partes, da Grã-Bretanha (GB) e da Irlanda do Norte (associado à República Irlandesa

e à Escócia). Desde 1993, a empresa privada Northern Ireland Electricity (NIE) é responsável pela licitação da geração, transmissão e distribuição de EE na região da Irlanda. O mercado GB é segmentado em: *i*) atacado para compra e venda de grandes geradores e consumidores; *ii*) redes de transmissão e distribuição nos níveis nacional e regional; e *iii*) varejo para venda aos consumidores comerciais e domésticos.

O processo de liberalização, ocorrido na década de 1990, visava criar competitividade, sem necessidade de preços administrados, sem intervenções regulatórias e com formação de preços em tempo real. O mercado de atacado é desenhado para negócios tipo *commodity*, com 90% do volume para balcão/à vista e 9% transacionados. A eletricidade é negociada em blocos de 30 minutos e continua até o ponto de fechamento do pregão, quando começa uma segunda sessão de correção do balanço de energia entre oferta e demanda, sob a responsabilidade do operador do National Grid Electricity Transmission (NGET).

No varejo, o GB é aberto à competição desde 1990, sendo que os controles de preços foram removidos a partir de começo de 2002. O segmento residência tem dez incumbentes ativos, mas apenas seis grandes operadores são verticalmente integrados aos maiores geradores, responsáveis por fornecer 99% da eletricidade. Algo parecido ocorre no segmento não residencial, com 22 geradores ativos e até 97% da energia sendo fornecida pelos majoritários.

Em 2010, a geração de eletricidade do Reino Unido equivaleu a 378 TWh (gás natural = 46%, carvão = 29%, nuclear = 16%, renováveis e resíduos = 7%), com geração *per capita* de 6,1 MWh (média IEA = 9,5 MWh). A capacidade instalada era de 93,4 GW.

As despesas com P&D destinadas ao setor de energia totalizaram cerca de meio bilhão de libras, em 2010, com 35% sendo alocados para as tecnologias renováveis. As metas de redução de GEE passaram para 50%, no período 2023-2027, e 80%, até 2050, considerados os níveis de 1990. A concepção dos Catapult Centres, idealizados para servir de ponte entre as massas críticas das universidades e do mundo dos negócios, focam em tecnologias específicas dirigidas para potenciais mercados globais. O centro que cuida de assuntos de energia, denominado *Offshore Renewable Energy*, dedica-se a fazendas de vento em plataformas marítimas, além de produção de energia a partir de maré e de onda.

3.11 União Europeia

Em 1951, a comunidade europeia, marcada pela reconstrução pós-guerra, assinou o tratado que estabelecia a Comunidade Europeia do Carvão e do Aço (European

Coal and Steel Community – ECSC). Outra organização criada logo no começo de cooperação política foi a Comunidade Europeia de Energia Atômica (European Atomic Energy Community – Euratom), em 1957.

Desde o início de sua criação, em 1993, a União Europeia enfrenta o *deficit* de produção de energia. Em 2007, as estatísticas mostravam que 82% do petróleo, 57% do gás e 97% do urânio vinham de outros países. Em 2009, os combustíveis fósseis representavam mais de três quartos da geração de eletricidade, que apresentava a seguinte distribuição: óleo (37%), gás (24%), carvão (16%), nuclear (14%) e renováveis (9%). Em 2015, as importações de energia passaram para 53% da energia consumida.

As fontes de energia variam de forma significativa entre os estados-membros da União Europeia. Por exemplo, quase metade da energia gerada na França vem de usinas nucleares. A Polônia tem grandes estoques de carvão, de onde provêm 50% de sua energia. A grande dependência do gás russo faz com que parte dos países europeus seja vulnerável à limitada diversidade de produção energética. Por sua vez, o papel mais proativo tem sido desempenhado pela Alemanha, que decidiu suprimir gradativamente a geração de energia nuclear.

Outro desafio é com relação à liberalização dos monopólios naturais de energia. Estabelecer um mercado aberto com direitos de uso das redes de gás e eletricidade entra em conflito com interesses de estados-membros proprietários. A Inglaterra experimentou o modelo de liberalização no final dos anos 1980, com largos subsídios públicos.

3.11.1 Mercado de gás e eletricidade

O primeiro pacote de liberação do mercado europeu, correspondendo à Diretiva nº 96/92/CE para eletricidade e Diretiva nº 98/30/CE para gás natural, estabeleceu regras comuns para os estados-membros. Em 2003, o segundo pacote permitiu que novos fornecedores entrassem nos mercados e que os consumidores industriais e domésticos escolhessem seus fornecedores de gás e eletricidade, a partir de 2004 e 2007, respectivamente. Em 2005, foi aprovada a política de energia da União Europeia, mas a cooperação dos países-membros continua sendo voluntária.

O terceiro pacote de energia da UE, aprovado pelo parlamento europeu em 2009, tinha como principais objetivos: o encorajamento da separação da propriedade entre as companhias geradoras e transmissoras. A dissociação entre segmentos de oferta de energia, com a atividade de produção desmembrada da operação da rede, foi incentivada por

meio do funcionamento dos seguintes tipos de organizações: *i*) o proprietário pleno da infraestrutura de produção e transporte; *ii*) o operador de rede independente, em inglês, Independent System Operator (ISO), responsável pela manutenção das redes, sendo os ativos de propriedade da empresa integrada; e *iii*) o operador de transmissão independente, em inglês, Independent Transmission Operator (ITO), responsável pelas atividades de condução da energia; *iv*) o estabelecimento ou reconhecimento de autoridades regulatórias nacionais para cada país-membro; e *v*) a instituição da Agência para a Cooperação dos Reguladores de Energia, em inglês, European Agency for Cooperation of Energy Regulators (ACER), em 2010. A transparência na informação, a proteção aos consumidores vulneráveis e o direito de acesso às instalações dos sistemas também foram regulamentados.

O escopo do terceiro pacote incluía o estabelecimento de um sistema de cooperação entre os operadores de redes de transmissão europeia, em inglês, European Network of Transmission System Operators (ENTSO), composto por mais de quarenta operadores de sistemas de transmissão de 35 países. Em conjunto com a ACER, os ENTSOs planejaram conduzir a liberalização do mercado, criando regras e códigos de acesso à rede, trocando informações operacionais e desenvolvendo os procedimentos padrões de segurança. As condições para acesso à rede para a troca de energia transfronteiriças têm responsabilidades e tarefas reguladas. A legislação derivada define diretrizes relacionadas ao mecanismo de compensação entre os operadores de transmissão (TSOs), consubstanciadas nos chamados Projetos Europeus de Interesse Comum, em inglês, *European Projects of Common Interest* (PCIs).

Com a crescente participação da geração de fontes intermitentes de energia, é de se esperar que a capacidade de produção nem sempre consiga atender à demanda. A vulnerabilidade às incertezas de provisão futura tem estimulado a introdução de Mecanismos de Remuneração de Capacidades, em inglês, *Capacity Remuneration Mechanism* (CRM). Os mecanismos têm por objetivo incentivar os investidores dos países-membros com receitas acima do padrão de estabilidade. Nesse sentido, os CRMs podem provocar distorções de preços entre países fronteiriços e até mesmo representar barreiras de mercado.

Em 2013, a ACER avaliou o impacto dos diferentes CRMs, com expectativa que a comissão europeia viesse a elaborar um comunicado público para o setor elétrico. Entre as atribuições da ACER, têm-se: *i*) promover a cooperação entre as autoridades reguladoras nacionais em nível regional e europeu; *ii*) acompanhar o progresso da execução dos planos decenais de desenvolvimento da rede; *iii*) monitorar os mercados internos da eletricidade

e de gás natural, em particular, o comércio atacadista, os preços no varejo da eletricidade e do gás, o acesso à rede, incluindo o acesso à eletricidade produzida a partir de fontes de energia renovável, e o cumprimento dos direitos dos consumidores.

3.11.2 Mercado de carbono

Apesar das dificuldades, a Europa tem impulsionado alguns pacotes, que atendem ao Tratado de Quioto sobre as mudanças climáticas, desde 1997. Na primeira metade da década de 2000, a comissão europeia apresentou o primeiro pacote de comercialização de emissões de GEE, em conjunto com incentivos à geração de energias renováveis, em 2001. O segundo pacote, de 2007, inclui as regras de acesso às redes transfronteiriças, sustentabilidade, segurança energética e competitividade da *Energy Market Directive e Energy Action Plan*, do tratado de Lisboa. O terceiro pacote de energia de 2009 ampliou os direitos dos consumidores, com maior proteção àqueles com menor consumo de energia e reforço da atuação das agências reguladoras de energia.

Em 2007, os estados-membros endossaram o primeiro plano de ação em energia derivado da estratégia denominada *Energy Policy for Europe*. Os três maiores desafios eram chegar a 2020 com 20% de emissões dos GEE; 20% da energia renovável; e 20% de redução de energia consumida, tendo como base o ano de 1990. Até 2050, a União Europeia compromete-se a reduzir os GEEs de 80% a 95%, abaixo dos níveis de 1990.

Atualmente, a política de energia da União Europeia está focada no aumento da fatia das energias renováveis, aumento de eficiência energética, economias de energia, captura e estoque de carbono, qual seja, *Carbon Capture and Storage* (CCS). Legislação correlata à EU Directive 21 C inclui responsabilização de prevenção e remediação dos danos, regulamentada pela Diretiva nº 2004/35/EC; e responsabilização para vazamentos em armazenamento pela Diretiva nº 2003/87/EC. Em 2015, a Comissão Europeia apresentou comunicado, COM (2015/0080), com a estratégia para tornar o mercado resiliente às mudanças climáticas.

O primeiro grande mercado internacional de emissões (CO_2, N_2O e PFCs) surgiu na Europa em 2005, o European Union Emission Trading System (EU-ETS), sendo que hoje conta com 31 países (28 da Europa mais Liechtenstein, Noruega e Islândia). A primeira fase denominada de piloto, de 2005 a 2007, foi usada como teste para a formação de preços, assim como, para formação da infraestrutura necessária para monitoramento e verificação das emissões estabelecidas no Protocolo de Quioto de 1997. A segunda fase de 2008 a 2012 foi dedicada à implementação conjunta e aos projetos de mecanismos de desenvolvimento limpo. A terceira fase, de 2013 a

2020, está voltada para aperfeiçoamento, harmonização e revisão do sistema entre os estados-membros. Até 2030 está prevista a meta de redução de 40% de emissões, 27% de geração de energias renováveis, além de pelo menos 27% de aperfeiçoamento da eficiência energética tendo como referência os níveis de 1990.

3.12 Debates

A política de transição energética da Alemanha tem sido avaliada como o projeto de energia e clima conjugado mais ambicioso desde a reunificação de seu território. Sendo assim, também é o mais observado e debatido interna e externamente. Apesar de amplamente aceito pela população alemã, há desafios a serem vencidos. Entre eles o aumento do preço da energia devido à imprevisibilidade no fornecimento das fontes alternativas.

Nas discussões em torno da política energética alemã, argumenta-se que a isenção da tarifa verde dada aos eletrointensivos, em 2011, prejudica consumidores desprovidos de condições para produzir energia limpa. As oscilações dos sistemas devido ao aumento das fontes renováveis também têm sido motivo de preocupação, incrementando o risco de prêmio e diminuindo a confiança do investidor. Portanto, os especialistas alertam para a possibilidade de exclusão da capacidade incremental do sistema (*crowding out*).

O estudo de Huisman, Stradnic e Westgaard (2013) evidencia o quanto a bem-sucedida política alemã de estímulo à produção de eletricidade, por meio da tarifa *feed-in*, popularizou-se entre os investidores, pois garante um preço de fornecimento e cobre os recursos investidos. Como exposto anteriormente, o governo compensa o produtor de energia com a diferença entre o preço garantido e o preço da energia no mercado, reduzindo os riscos para os produtores de energia sustentável.

Apesar disso, o ônus da política vem crescendo para o governo à medida que a oferta de energia se eleva, ocorrendo diminuição de preços de mercado e aumento da compensação dada aos produtores. Paradoxalmente, a política perde sustentabilidade por ter atingido a meta de estímulo à energia sustentável.

Esse efeito torna-se especialmente crítico quando há evidência de que a introdução das políticas de apoio às energias sustentáveis tem conduzido a uma redução nos preços de eletricidade no mercado. Segundo Gelabert, Labandeira e Linares[5] (*apud* Huisman, Stradnic e Westgaard, 2013), em estudo para o mercado espanhol entre 2005 e 2009,

5. Ver Gelabert, Labandeira e Linares (2011).

cada 1 GWh de energia renovável gerada ou co-gerada, corresponde a um declínio de 4% no preço da eletricidade.

Quando analisado sob o ponto de vista do gerador de energia hidrelétrica, a decisão de produzir passa a ser baseada no preço corrente e na expectativa de perda futura, caso a produção de energia seja retardada. O custo marginal para a gerar energia hídrica iguala-se ao valor da opção real por adiar a produção, especialmente quando os reservatórios estão vazios. Nessa situação, o custo marginal da energia hidrelétrica é tão alto quanto as perdas de oportunidade seriam altas para produzir agora, mesmo que implique estoques de água ainda menores no futuro.

Em síntese, o custo marginal para a produção hidrelétrica é baixo para reservatórios quase cheios, sendo praticamente zero para os estoques em plena capacidade. A justificativa dada pelos autores para custos marginais serem tão baixos se deve ao fato de o valor marginal da água ser baixo.

O estudo realizado por Welander (2007), a respeito do mercado de produção de energia hidrelétrica na Noruega e na Suécia, testa a aderência entre a estratégia de alocação da produção dos agentes geradores e o comportamento do mercado de energia. Para verificar a consistência, o autor constrói um modelo de energia (PoMo), que simula condições de mercado correntes, assumindo que os produtores de hidroeletricidade ajam como tomadores de preços.

O PoMo tem por objetivo prever níveis de produção competitivos. Sendo assim, dois tipos de estratégias de alocação foram identificados e testados: retenção de produção direta e indireta. No primeiro caso, o produtor de energia restringe a produção em período de alta demanda, enquanto no segundo, o produtor gera menos energia no período de alta demanda, decorrente de um aumento da produção no período de baixa demanda.

Na programação do despacho de energia, provavelmente, as empresas considerem tanto o fator eficiência, quanto o risco de detecção da estratégia. O estudo concluiu que o risco de detecção é o fator que mais interfere na tomada de decisão quanto à estratégia de retenção direta ou indireta da produção.

A estratégia indireta de retenção implica previsibilidade de quando ocorrerá o pico de demanda, sendo a produção adicional despachada durante o período de baixa demanda, para que a restrição coincida com a alta demanda. Portanto, as incertezas futuras da vazão afluente dificultam a otimização do nível de baixa dos reservatórios durante o período de alta demanda.

Entretanto, há pelo menos dois fatores que indicam um risco baixo de detecção para a retenção indireta de produção. Primeiro, seria difícil reter a produção durante o período de pico, pois o padrão de consumo durante o ano é relativamente fácil de prever. Segundo, porque durante o período de pico (inverno) o influxo de água é geralmente menor, ocorrendo uma reversão no quadro, quando chega o verão. Sendo assim, seria mais fácil justificar uma produção adicional durante a baixa demanda do que reter a produção no período de alta demanda.

Ademais, na avaliação de Jokinen *et al*. (2015), em *Fortum Energy Review*, o mercado nórdico tem enfrentado crescentes desafios na integração de fontes renováveis, cuja característica inerente é a intermitência na geração de energia. Entretanto, os países reconhecem a importância do papel desempenhado pelas renováveis na descarbonização do setor de energia. À medida que as tecnologias da produção alternativa vão se tornando maduras e os preços, mais competitivos, torna-se necessário repensar a política de subsídios. Para isso, o sistema de comércio de emissões, em inglês, *emissions trading system* (ETS), da União Europeia deverá assumir a condução da descarbonização da economia como um todo.

Na avaliação de Jokinen *et al*. (2015, seção 3), o crescimento de geração de fonte renovável no sistema de energia é necessário para a descarbonização do setor. Além disso, é preciso reconhecer que as fontes renováveis, subsidiadas, permitiram baixar o custo-marginal, com repercussão em preços médios mais competitivos para a energia de toda a Europa. Contudo, os desafios do sistema são crescentes com a intermitência e o declínio da capacidade de energia firme. Os preços estão mais voláteis, sendo que no atacado é decrescente e no varejo é crescente. O balanço de energia do sistema está se tornando mais complexo e caro.

Obter custos marginais moderados, com menos volatilidade de preços e adequação de longo prazo implica concordância entre os diversos reguladores interessados e, muitas vezes, na renúncia de políticas internas. O modelo de mercado no varejo com despacho centralizado deve ser implementado em todos os países nórdicos. Por sua vez, a participação dos consumidores deve ser viabilizada por meio da possibilidade de escolha de serviços e soluções de tarifas dinâmicas.

A geração de energia convencional, capaz de compensar a crescente intermitência, está diminuindo a lucratividade e até encerrando as atividades. Consequentemente, muitos países europeus avaliam a possibilidade de introduzir vários tipos de mecanismos de remuneração para a capacidade instalada firme. O mecanismo de reserva de estabilidade do mercado, em inglês, *Market Stability Reserve*, é essencial para restaurar a credibilidade dos preços do CO_2 no mercado, evitando custos mais altos de descarbonização até 2020.

Os custos das energias renováveis dominantes, como a solar e a eólica em terra, estão mais competitivos, devido aos encargos com as emissões de GEE que as tecnologias convencionais passaram a assumir. Os projetos de tecnologias alternativas ainda imaturas devem fazer uso dos fundos de inovação, ao invés do subsídio. O crescimento adicional da geração de energia renovável já madura deve ser incentivado via créditos de carbono no mercado ETS.

O modelo de mercado centrado no gerador tem o varejo como primeiro ponto de contato para o consumidor. O distribuidor cede lugar para o gerador e o mercado passa a ser orientado pelo usuário, que por sua vez minimizará seus gastos com usos de energia para horas fora de pico. Usinas fotovoltaicas de centenas de MW estão contratadas e em construção em diversos países, com custos da ordem de US$ 50 a US$ 180 por MWh. A questão é se esse custo nivelado, calculado para a vida útil das instalações, inclui os custos incorridos pelo sistema para compensar a intermitência.

Na geração distribuída, o consumidor gera parte da energia que consome e deixa de remunerar o distribuidor pelos custos de atendimento quando sua fonte intermitente deixa de funcionar. Logo, a tendência do mercado é cobrar mais para compensar as perdas com fornecimento intermitente, prejudicando mais pesadamente aqueles que não geram energia.

Os modelos de negócios dos distribuidores devem ser alterados, atendendo às orientações regulamentadas pelas agências governamentais. A viabilidade econômica pode estar em risco, caso a legislação de *net metering* favoreça os consumidores-produtores com a redução no pagamento pelo uso da rede e obrigue a compra de energia excedente pelas distribuidoras. O chamado custo sistêmico é questão a ser equacionada.

O incremento na utilização de energia importada mais barata do carvão e do gás de folhelho, proveniente dos Estados Unidos e consumida pela Europa, tem aumentado as emissões de CO_2. A introdução massiva destas fontes de energia tem impacto relevante nas metas de redução das emissões europeias. Provavelmente, a única forma de equilibrar o mercado seria com o incremento dos preços dos certificados de carbono, que estão em patamares ainda baixos para fazer face à nova situação.

O relatório *Fortum Review* de 2017, sobre resíduos sólidos, aponta para a oportunidade de descabornização do sistema de aquecimento europeu, uma vez que 10% dele é alimentado por resíduos. O caminho apontado é a transformação direta de resíduo não reciclável em energia, sem recorrer a aterros sanitários. Nesse caso, a troca por combustível menos poluente em carbono é considerada inefetiva.

Castagneto-Gissey (2014) faz uma análise mais consistente do mercado conjunto de energia e de carbono, na fase 2 do ETS-EU, de 2008 a 2012. Os resultados mostram que os preços da eletricidade afetam os preços do carbono na Alemanha, Nord-Pool e França. Por seu turno, os preços do carbono afetam os preços da eletricidade na Alemanha, no Nord Pool e Reino Unido. Portanto, a relação bidirecional é verificada na Alemanha e Nord Pool. Ademais, o impacto do preço dos combustíveis convencionais (carvão e gás) sobre os preços de eletricidade, bem como na variância, são avaliados no mesmo estudo. A volatilidade foi verificada nas séries históricas, sendo os preços futuros do carvão e do gás relevantes na determinação dos níveis de preços futuros da eletricidade.

Esse resultado conduz aos mecanismos de captura e armazenamento de carbono, em inglês, *Carbono Capture and Storage* (CCS), que necessitam de propostas de regulação e incentivos financeiros. Os projetos implicam elevados custos de tecnologia, além de provocar rejeição da sociedade diretamente interessada, devidos às incertezas quanto aos aspectos científicos envolvidos, derivando para responsabilização civil no longo prazo. Alguns instrumentos existem na regulamentação internacional como a *EU Directive* 31/EC, o *London Protocol/UK Energy Act*, MDL/CCS, US/EPA/EPS/ Class IV *Regulation, Canadian Standard* CSA-Z741/Alberta's RFA e *Australia Offshore Petroleum/GHG Storage Act.*

Langsdorf (2011) descreve algumas das polêmicas e contestações que surgiram paralelamente à política de energia europeia, com as tecnologias CCS, por exemplo. O mercado está longe de atender à demanda pela tecnologia de captura e armazenagem, sendo as emissões de carbono geradas pela queima de combustíveis fósseis injetadas no solo. Os problemas com a técnica incluem o uso intensivo de energia para injeção e os custos do ciclo de vida, já que os gases ficariam estocados por tempo indeterminado.

Por sua vez, a IEA considera que o rumo está definido, pois os investimentos em energia renovável têm superado os investimentos em petróleo e gás. No caso de 2016, a diferença foi de US$ 10 bilhões. Os projetos de geração e expansão da rede, com 80% sendo dirigidos para as renováveis, captaram US$ 718 bilhões, enquanto a oferta de petróleo e gás recebeu US$ 708 bilhões.

4 MODELO NACIONAL

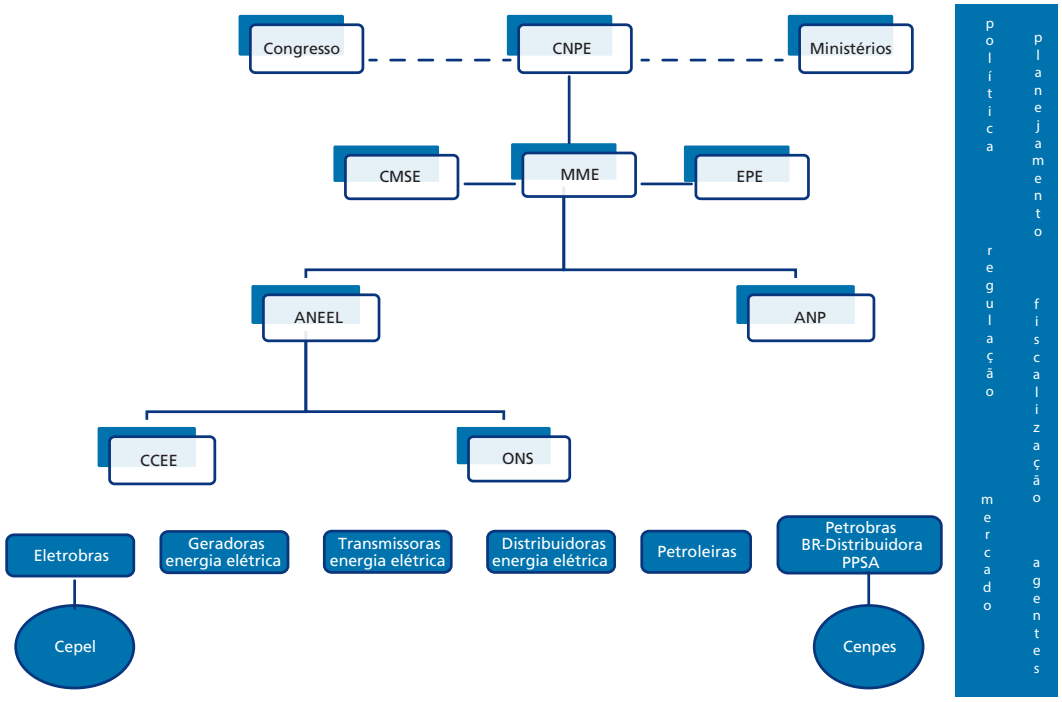
O desafio de primeira ordem na gestão do setor energético brasileiro tem sido a escolha política de curto prazo. Dependendo dessa inclinação está o desempenho futuro da produção, que obedecerá à plena e confiável oferta de energia para efetivar o desenvolvimento. Sendo assim, seria crucial testemunhar um ritmo estável de crescimento da economia, sem sobressaltos, para que os investimentos continuassem ocorrendo progressivamente. Dado que os gestores públicos dificilmente poderiam contar com esta hipótese de estabilidade, é de se esperar que a gangorra permaneça presente e oscilante em pleno processo de tomada de decisões.

Avalia-se, portanto, que entre os principais riscos que impactam na resiliência do sistema no curto prazo estão: *i*) a mitigação das externalidades negativas derivadas do provimento da *commodity* energia a custos módicos; *ii*) a garantia da segurança energética sujeita aos extremos das condições climáticas, com longos períodos de estiagem e diminuição dos estoques de água por redução dos níveis nos reservatórios; *iii*) o agravamento da situação no gerenciamento de estoques mínimos decorrente da nova geração de UHEs, com construções condicionadas às limitações de tamanho dos reservatórios em ambientais frágeis;[6] e *iv*) o provável incremento nos custos dos operadores do sistema, em processo de ajuste e modernização para adaptação à modelagem de geração distribuída, bastante adiantada nos países mais desenvolvidos.

Outros três desafios de segunda ordem, classificados dessa forma por uma questão de alcance cronológico, têm sido a autossuficiência, a diversificação das fontes de produção e a universalização de atendimento à demanda. A estruturação mais variada da matriz energética tem sido possível principalmente devido à contribuição do gás natural, da energia eólica e da bioenergia. Analogamente, a descoberta e exploração de petróleo na camada pré-sal tem colaborado para compensar o deplecionamento de antigos campos nas plataformas do pós-sal, equilibrando a balança de comércio exterior no segmento. Quanto ao desafio de fazer chegar eletricidade aos mais distantes rincões do país continental, é preciso reconhecer que avanços significativos têm sido alcançados.

6. Ações antrópicas em ambientes frágeis implicam deslocamento de populações tradicionais, modificação no uso da terra, perda de biodiversidade, diminuição de recursos hídricos e ameaças à saúde.

FIGURA 3
Estrutura hierárquica do Sistema Elétrico Brasileiro



Elaboração da autora.

4.1 Estrutura organizacional do setor de energia

Os órgãos e as empresas pertencentes ao setor energético na administração federal são apresentados a seguir em ordem cronológica de criação, bem como, em cadeia hierárquica, na figura 3.

O Conselho Nacional de Petróleo (CNP) – fundado pelo Decreto-Lei nº 395/1938 e organizado pelo Decreto-Lei nº 538/1938 – tinha como objetivo regular o mercado brasileiro de petróleo. O CNP teve as atribuições definidas em 1953, em conjunto com a instituição da Petrobras.

A Petrobras (Petróleo Brasileiro S.A.) – criada por meio da Lei nº 2.004/1953 –, empresa de capital aberto, é responsável pela exploração e produção, refino do produto, comercialização, transporte marítimo/dutoviário, petroquímica, distribuição de derivados, gás natural, energia termelétrica, gás-química e biocombustíveis, além de realizar P&D por meio do Cenpes.

A Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN) – criada em 1956, pelo Decreto nº 40.110 – desde 1999 está vinculada ao Ministério de Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações, com o objetivo de garantir o uso pacífico, pesquisar, desenvolver e regular a energia nuclear. Vinculados ao mesmo ministério estão:

- Indústrias Nucleares do Brasil (INB) – instituídas pela Lei nº 5.740/1971, tiveram denominação alterada pelo Decreto-Lei nº 2.464/1988, subordinadas à CNEN, com a responsabilidade de operar as instalações destinadas à produção do combustível nuclear nas bases de Caetité (BA), Resende (RJ) e Itataia (CE);
- Nuclebras Equipamentos Pesados S.A. (Nuclep) – criada pelo Decreto nº 76.805/1975, fabrica equipamentos em apoio ao Programa Nuclear Brasileiro (PNB); e
- institutos de pesquisa: *i*) Centro de Desenvolvimento da Tecnologia Nuclear (CDTN), criado em 1952 sob a denominação de Instituto de Pesquisas Radioativas; *ii*) Instituto de Pesquisas Energéticas Nucleares (Ipen); *iii*) Instituto de Radioproteção e Dosimetria (IRD); e *iv*) Instituto de Engenharia Nuclear (IEN).

O Ministério de Minas e Energia (MME) – criado pela Lei nº 3.782/1960 – representa a União como poder concedente e formulador de políticas públicas, com a competência para planejar o desenvolvimento energético e minerário, nos seguimentos de EE, combustíveis renováveis e não renováveis.

A Eletrobras (Centrais Elétricas Brasileiras S.A.), sociedade de economia mista de capital aberto criada em 1962 e controlada pela União, enquanto braço executivo do governo federal tem por objetivo promover projetos de construção e operação de usinas geradoras, linhas de transmissão e subestações. Em 2017, a produção de EE da holding foi de 180 milhões de TWh, um terço do consumo total anual brasileiro, com 48 mil MW de capacidade instalada. A composição de negócios inclui 48 UHEs (hidrelétricas), com 42.350 MW; 112 UTEs (termelétricas), com 2.634 MW; setenta EOLs (usinas eólicas), com 1.158 MW; duas UTNs (termonucleares), com 1.990 MW; e uma UFV (usina solar), com 1 MW. As linhas de transmissão com tensões acima de 230 kV correspondem a 65 mil quilômetros, 49% do total brasileiro.

O grupo Eletrobras é controlador de subsidiárias de geração, transmissão e distribuição de energia, incluindo a Eletrobras CGTEE, Eletrobras Chesf, Eletrobras Eletronorte, Eletrobras Eletrosul, Eletrobras Furnas e Eletrobras Eletronuclear. A Eletrobras Termonuclear (Eletronuclear) foi criada em 1997 para construir e operar as usinas termonucleares,

que respondem a 1% da EE do país. A Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica (Eletrobras-CGTEE), também criada em 1997, explora a produção de EE a partir do carvão mineral das térmicas instaladas no Rio Grande do Sul: Presidente Médici (Candiota II) – 446 MW; São Jerônimo – 20 MW; e Porto Alegre (Nutepa) – 24 MW.

Ademais, fazem parte do conglomerado a Empresa de Participações (Eletropar), metade do capital da UHE Itaipu Binacional, 175 Sociedades de Propósito Específico (SPEs) e a Empresa de Pesquisa Eletrobras Cepel. O apoio da Eletrobras ao Poder Executivo estende-se aos programas estratégicos como Proinfa, Luz Para Todos e Procel, analisados adiante.

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) – estabelecido pela Lei nº 9.478/1997 – é órgão interministerial de assessoramento na formulação de política e diretrizes de promoção do aproveitamento racional dos recursos, do suprimento de insumos e da revisão da matriz energética. Integrado por nove ministérios, estados federados e representantes da sociedade civil, o conselho tem prevista a participação futura do Ministério dos Transportes, devido aos compromissos assumidos na COP21 com relação à redução de emissões.

A ANEEL – instituída pela Lei nº 9.427/1996 – regula as operações de produção, transmissão, distribuição e comercialização de EE; fiscaliza as concessões, permissões e serviços do setor; e estabelece tarifas. Esta agência atua na execução do plano de outorga, por delegação do poder concedente, analisando as habilitações para participação nos leilões e contratação de concessionárias, permissionárias para produção, transmissão e distribuição de EE.

A Agência Nacional do Petróleo (ANP) – criada pela Lei nº 9.478/1997 – é responsável por regular, contratar e fiscalizar as atividades econômicas dos setores de petróleo, gás natural e biocombustível. A ANP promove as licitações e contratações para concessão de exploração, desenvolvimento e produção, além de estabelecer critérios de cálculo para o cálculo de tarifas de transporte dutoviário.

O Operador Nacional do Sistema (ONS) – constituído pela Lei nº 9.648/1998 – é uma associação civil, pessoa jurídica de direito privado, que gerencia o fluxo de energia de forma centralizada na infraestrutura física. O planejamento e a programação da operação incluem o despacho da geração, a contratação dos serviços de transmissão e as propostas de ampliação da rede básica.

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) – autorizada pela Lei nº 10.847/2004 e fundada pelo Decreto nº 5.184/2004 – elabora estudos e pesquisas para subsidiar os planos e projetos de longo prazo do setor energético, incluindo EE, petróleo, gás natural, carvão mineral, fontes renováveis e eficiência energética.

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) – instituída pela Lei nº 10.848/2004 e regulamentada pelo Decreto nº 5.177/2004 e pela convenção de comercialização da Resolução ANEEL nº 109/2004 – funciona como sociedade civil de direito privado, sem fins lucrativos, financiada pelos associados. A CCEE sucedeu a Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – Asmae (1999) e o Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE (2000). A finalidade da CCEE é viabilizar a comercialização de EE, operacionalizando os leilões de compra e venda de energia, por delegação da ANEEL, do mercado regulado em todo o território nacional, além de gerir os contratos regulados e os contratos do mercado livre. A instituição valora as operações por meio do cálculo e da divulgação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) – estabelecido pela Lei nº 10.848/2004 (art. 14º) e regulamentado pelo Decreto nº 5.163/2004 – funciona como uma câmara técnica do CNPE, controlando as condições de oferta de energia. A apreensão do CMSE com o lastro para a venda de energia e potência ofertada/distribuída é refletida pela recomendação de contratos registrados na CCEE e, quando aplicável, aprovados pela ANEEL.

Outros órgãos auxiliares do CNPE dedicados à política nacional de conservação e ao uso racional de energia são: *i*) o Comitê Gestor de Indicadores de Eficiência Energética (CGIEE/MME), que trata da regulamentação de equipamentos na política de conservação de energia; *ii*) o Comitê Gestor de Eficiência Energética, ambos criados no começo da década de 2000; *iii*) o Comitê Coordenador de Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE/MME/ANEEL), que substituiu o Grupo Coordenador do Planejamento do Sistema Elétrico (GCPS/Eletrobras), com o objetivo de planejar o sistema, coordenando os Planos Decenais de Expansão e os Planos Nacionais de Energia Elétrica, desde 1999; e *iv*) o Comitê Gestor de Informações Energéticas (CGIE/MME), criado em 2017, com a atribuição de garantir a qualidade das informações que orientam as políticas públicas de energia.

A Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. (Pré-Sal Petróleo S.A. – PPSA) foi autorizada pela Lei nº 12.304/2010 e criada pelo Decreto nº 8.063/2013, com a competência de gerir os contratos de partilha e de comercialização, além dos acordos de unitização do segmento específico de produção de petróleo a partir do pré-sal.

Outras instituições dedicadas ao setor de energia são estruturadas na P&D com base científica, tecnológica e de gestão de negócios e estão descritas a seguir.

1) Instituto Brasileiro do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP) – fundado em 1957, a organização sem fins lucrativos funciona de forma abrangente em toda a cadeia de petróleo, gás e biocombustíveis, promovendo a cooperação entre representantes da indústria e o desenvolvimento de capital intelectual do setor.
2) Centro de Pesquisas e Desenvolvimento da Petrobras (Cenpes) – teve a criação aprovada em 1963, iniciando as operações em 1966, na P&D de refinação e petroquímica; de exploração e produção; além de patentes, programação e processamento de dados.
3) Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (Cepel) – fundado em 1974, vinculado à Eletrobras, é dedicado à pesquisa aplicada em sistemas, equipamentos elétricos e soluções tecnológicas para o setor de EE. As linhas de pesquisa incluem identificar as regiões de melhor potencial energético para geração eólica e solar. A infraestrutura conta com instalações de 34 laboratórios para pesquisa experimental e ensaios normatizados.
4) Centro Brasileiro de Infraestrutura (CBIE) – criado em 2000, é uma empresa de consultoria especializada em serviços de monitoramento e avaliação de mercados de energia e gestão de negócios.
5) Instituto Acende Brasil – criado em 2003, estuda o desenvolvimento do setor elétrico brasileiro, promove projetos e capacitação, além de manter o observatório com informações e pareceres sobre o segmento.

As associações atuantes reúnem os representantes do mercado de energia:

- Associação Brasileira de Biotecnologia Industrial (ABBI);
- Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (Abegás);
- Associação Brasileira de Energia Nuclear (Aben);
- Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica);
- Associação das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (Abegas);

- Associação Brasileira de Empresas de Serviço de Petróleo (Abespetro);
- Associação Brasileira de Companhias de Energia Elétrica (ABCE), que conta com 33 empresas públicas e privadas operadoras de geração e transmissão;
- Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia (Abiape);
- Abiogás e Associações de Biogás e Biometano (ABBM);
- Associação Brasileira das Indústrias de Óleos Vegetais (Abiove);
- Associação Brasileira de Indústria Química (Abiquim);
- Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres (Abrace);
- Associação Brasileira de Comercializadoras de Energia Elétrica (Abraceel);
- Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (Abradee);
- Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa (Abragel);
- Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas (Abraget);
- Associação Brasileira de Pequenas Centrais Hidrelétricas e Centrais Geradoras Hidrelétricas (ABRAPCH);
- Associação de Transmissoras de Energia Elétrica (Abrate);
- Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (Absolar);
- Associação Nacional dos Consumidores de Energia (Anace);
- Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores (Anfavea);
- Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica (Apine);
- Associação dos Produtores de Biodiesel do Brasil (Aprobio);
- União Brasileira do Biodiesel e Bioquerosene (Ubrabio); e
- União da Indústria de Cana-de-Açúcar (Única).

4.1.1 Avaliação

É interessante refletir a respeito da competência atribuída a cada órgão/entidade, assim como, apontar potenciais incompatibilidades ou conformidades nessa distribuição de tarefas. O que mais chama a atenção, não apenas no Brasil, mas em todo o mundo é o fato de as empresas exploradoras dos recursos energéticos convencionais não raramente conduzirem o destino da P&D das energias não convencionais, alternativas e renováveis.

Disso, deduz-se claramente que a competitividade deixa de ser prioridade nesse tipo de questão estratégica e que a transição definitiva de modelo dependerá de tempo, colaboração e, provavelmente, de manutenção da dominância econômica, que deveria implicar conservação de postos de trabalho na cadeia produtiva consolidada. Nesse contexto, a sensibilidade e ação políticas são exigidas ao máximo, resultando em precaução e visão correta dos rumos tomados internamente, principalmente em contexto de rápidas mudanças na conjuntura global.

Clareando o ponto em questão, tem-se o exemplo do segmento de biocombustíveis vinculados a Petrobras, tanto em P&D relacionadas a etanol e biodiesel conduzidas pelo Cenpes, quanto no desenvolvimento de usinas. Recentemente, apesar da política de promoção aos biocombustíveis do governo federal, a empresa decidiu pelo fechamento da usina de biodiesel de Quixadá, em 2016, com o objetivo de otimizar o portfólio de negócios.

A Petrobras também alienou a usina sucroalcooleira de Guarani à Tereos Internacional e a sua participação na produtora de etanol Nova Fronteira. Nesses dois casos, a orientação estratégica foi mais efetiva, pois se trata de desconcentração econômica, portanto, interessante sob o ponto de vista de estímulo à competitividade.

A empresa argumenta preocupações socioambientais a respeito da produção de biocombustíveis, enquanto concorrente como o suprimento alimentar. A justificativa da Petrobras inclui a certeza com o cumprimento do Acordo de Paris, pois o aumento de cotas para consumo de biocombustíveis seria totalmente dispensável para alcançar as metas de descarbonização.

Em outro caso, os resultados foram mais positivos, devido ao papel desempenhado pela Eletrobras e pela Cepel, com relação às políticas de incentivos às fontes alternativas (eólica e solar). A constituição de sociedades de propósito específico (SPEs) dirigidas para parques eólicos, no início da década de 2000, permitiu à empresa segregar a contabilidade, diminuir riscos e disputar os recursos de programas e fundos criados para esse fim, pelo governo federal. Como ficará claro mais adiante, há que se reconhecer que a produção eólica vem dando saltos significativos, parcialmente devido a esse esforço pioneiro.

Em compensação, a falta de investimentos em linhas de transmissão deixou 48 usinas eólicas concluídas à espera de conexão para o transporte da produção de energia, em 2013. Destaca-se que boa parte dos investimentos em expansão da transmissão

é realizada pela Eletrobras, até o limite em que o plano de negócios da empresa permite contemplar. Os prejuízos avaliados pelo Tribunal de Contas da União (TCU) aproximaram-se de R$ 1 bilhão, em um ano e meio, calculados com base nos custos associados ao acionamento de termelétricas.

A frustração foi repetida no leilão de reserva de 2016, quando centenas de interessados da Bahia, do Rio Grande do Norte e do Rio Grande do Sul, regiões com maior potencial para as renováveis, tiveram que desistir do certame, devido ao alerta de restrição de capacidade para escoamento da produção dado pelo ONS. A Abeeólica estima que a normalização do sistema de transporte de energia ocorrerá somente em 2020.

Outro ponto que merece atenção é com relação ao grau de maturidade do mercado de eletricidade brasileiro que, exemplificado pela Eletrobras, reunia concessionárias de difícil viabilidade econômica, fato evidenciado após ensaios frustrados de privatização ou outorga, finalmente materializados ao longo de 2018. A realidade é consequência de uma série de questões econômicas, técnicas e políticas por resolver, como poderá ser acompanhado na leitura da seção seguinte. Sobretudo, atente-se para a dinâmica no funcionamento do setor, que parece reclamar por uma intervenção política mais contida, limitando-se à colheita dos frutos maduros de um processo de cultivo prolongado, sem naturalmente esquecer a retribuição à sociedade.

4.2 Reformas do segmento de EE

As discussões sobre a modernização do mercado de EE no Brasil tiveram início em 1995, quando foi desenvolvido o projeto de Reestruturação do Sistema Elétrico Brasileiro (RE-SEB), de 1996 a 1998. Desde aquela ocasião, as empresas operadoras do SEB já apresentavam desequilíbrios econômico-financeiros que assombram o segmento até hoje.

A formulação política continha em seu cerne os princípios de estruturação e liberalização do mercado, resgatados com mais ênfase recentemente pelo projeto de Assistência Técnica dos Setores de Energia e Mineral (Projeto META), entre 2011 e 2018 e pela terceira reforma que teve início com a consulta pública nº 33, promovida pelo MME, em 2017.

4.2.1 Primeira reforma

A *primeira reforma* teve início com a Lei nº 9.074/1995, que desenhou o modelo de privatização do serviço público, inclusive com as normas para outorga e prorrogação das concessões, permissões e autorizações, no âmbito dos serviços de EE. A lei também criou a figura do produtor independente e a liberdade de escolha para o grande consumidor (a partir de 3 MW) adquirir energia em outros estados, além de estabelecer livre acesso às linhas de transmissão e distribuição.

No âmago da reforma, a tônica era a desverticalização das atividades com: *i*) mercado competitivo para geração de energia; *ii*) transmissão com característica de monopólio, mas com operação independente; *iii*) livre acesso dos consumidores ao mercado de geração; *iv*) serviço de comercialização também competitivo; e *v*) distribuição com característica de monopólio, mas com preços administrados pelo poder concedente.

A Lei nº 9.427/1996 que instituiu a ANEEL também disciplinou o regime de concessões dos serviços públicos de EE, por concorrência ou leilões, outorgadas a título oneroso. A Lei nº 9.648/1998, incluía a reestruturação da Eletrobras e subsidiárias, por meio da desestatização das empresas elétricas existentes e transferência de novos investimentos para a iniciativa privada. A agência reguladora independente, ANEEL, estaria arbitrando sobre o conjunto de regras, condutas e desempenhos. O Operador Nacional do Sistema (ONS) estaria incumbido de zelar pelo livre acesso à infraestrutura e pela operação de trocas de energia, substituindo os grupos coordenadores para operação interligada (GCOIs), criados em 1973. A expansão da infraestrutura ficaria a cargo dos operadores do sistema, com previsão para linhas de crédito aos interessados.

Contudo, as medidas que anteciparam o processo de modernização foram insuficientes para evitar a crise de racionamento de 2001. O *deficit* de energia foi determinante para a mudança no curso de ação, que passou a ser focado no curto prazo. A Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (CGCE) foi criada pela MP nº 2.147/2001, responsável por implementar as medidas necessárias para resolução da situação hidrológica e evitar as interrupções intempestivas ou imprevistas do suprimento de EE.

A elaboração do Decreto nº 3.900/2001 dispunha sobre a expansão emergencial de oferta de energia, criando a Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial (CBEE). Esta foi incumbida da tarefa de ratear os custos de aquisição entre os consumidores

finais do sistema interligado. O sistema contaria com um mercado de comercialização no qual a competição deveria comandar a formação de preços, o Mercado Atacado de Energia (MAE), criado pela Lei nº 10.433/2002. O MAE tinha por finalidade viabilizar as transações de compra e venda de EE nos sistemas interligados, estabelecendo as regras do Mecanismo de Regulação de Energia (MRE) para compartilhamento do risco hidrológico entre as usinas hidrelétricas.

Incumbida de solucionar a questão do desabastecimento, a GCE criou o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico cuja missão era encaminhar propostas para corrigir as disfuncionalidades. Em 2002, o primeiro relatório de progresso do comitê recomendou 18 medidas e o segundo relatório mais 15 medidas que visavam: *i*) normalizar o funcionamento do setor; *ii*) fortalecer o mercado; *iii*) assegurar a expansão da oferta; *iv*) monitorar a confiabilidade do suprimento; *v*) aperfeiçoar a interface entre o mercado e os setores regulados; *vi*) defender a concorrência; *vii*) assegurar a regularidade tarifária e a defesa do consumidor; e, *viii*) aperfeiçoar as instituições.

QUADRO 2
Medidas de revitalização da modelagem do setor elétrico

Tema	Medidas	Detalhamento
Normalizar o funcionamento do setor	Aperfeiçoamento do mercado e formação de preços.	Ajustar o custo do *deficit;* modificar critérios de projeção de oferta e demanda; introduzir a curva de segurança incorporando o risco hidrológico e assegurando o despacho das termelétricas.
	Reestruturação do MAE.	Banir a autorregulação, com a ANEEL regulando mecanismos de arbitragem, funcionamento e governança.
Fortalecer o mercado	Implementação da oferta de preços.	Substituir o despacho por custo por oferta de preços, preservando o MRE e otimizando a operação.
	Regulamentação da comercialização da energia de serviço público.	Regulamentar a venda de energia existente das geradoras federais e estaduais à medida que sejam liberadas dos contratos iniciais.
	Estímulo a existência dos consumidores livres.	Ampliar os limites de tensão e consumo para participação de consumidores livres no mercado.
Assegurar a expansão da oferta	Revisão dos certificados de energia assegurada.	Rever metodologia de cálculo, regras de revisão e valores para usinas existentes.
	Estímulo à contratação bilateral.	Mínimo de 95% do mercado cativo; intensificar o monitoramento e estabelecer penalidades aos geradores/distribuidores.
	Estímulo à contratação de reserva de geração.	Contratar no longo prazo a geração térmica de reserva, com custos rateados entre consumidores.
	Estímulo à expansão da capacidade de suprimento de ponta.	Monitorar contratos bilaterais por hora e investigar adoção de pagamentos por capacidade, evitando riscos de suprimento nas horas-pico.
	Estímulo à conservação e ao uso racional de energia.	Apoiar as medidas de eficiência energética previstas na legislação e no programa Procel.
	Agilização do processo de licenciamento ambiental.	Disponibilizar cadastro de projetos com licenciamento aos investidores e garantir que os empreendimentos suprirão no mínimo 150% do incremento da demanda.

(Continua)

(Continuação)

Tema	Medidas	Detalhamento
Monitorar a confiabilidade do suprimento	Procedimentos de alerta quanto a dificuldades de suprimento.	Definir índices de alerta (MME/ONS) para evitar racionamento, estabelecendo critérios e procedimentos, caso a instauração do programa de racionamento seja inevitável.
	Supervisão por parte do MME das condições de atendimento.	Informar anualmente ao CNPE e à ANEEL sobre perspectivas de suprimento.
Aperfeiçoar a interface entre o mercado e os setores regulados	Revisão das tarifas de transmissão.	Rever a metodologia de cálculo para refletir as restrições físicas e operacionais pontualmente.
	Mudanças no valor normativo.	Variar conforme a região e o horário, e não com o tipo de fonte.
	Aperfeiçoamento das metodologias para expansão da rede de transmissão.	Capacitar as equipes técnicas para adequar metodologia de dimensionamento de rede, em ambiente competitivo.
Defender a concorrência	Desverticalização.	Separar completamente a geração, a transmissão, a distribuição e a comercialização.
	Limites para autocontratação e participação privada.	Tornar os limites de participação cruzada e autocontratação (empresa produz e vende eletricidade a consumidor final) mais rígidos.
	Separação dos componentes de comercialização e rede nas tarifas de distribuição.	Estabelecer tarifas específicas para as atividades de distribuição (escoamento e disponibilidade), critério para reajustes e revisões.
	Aperfeiçoamento e definições nas revisões tarifárias das distribuidoras.	Concluir estudos de definição de métodos de remuneração e edição de regulamentos.
	Regularização dos contratos de concessão.	Legalizar limites de regularização e penalidades por não cumprimento dos contratos.
Assegurar a regularidade tarifária e a defesa do consumidor	Fontes alternativas de energia.	Modificar o sistema de financiamento das fontes alternativas.
	Universalização do atendimento.	Atribuir às distribuidoras a universalização em áreas rurais por meio de mecanismos de viabilização econômica (tarifa/provisão orçamentária).
	Subsídio ao transporte do gás.	Subsidiar parte dos custos, especialmente para usinas térmicas.
	Eliminação dos subsídios cruzados.	Tornar as tarifas de eletricidade aderentes ao custo de produção e fornecimento para cada tipo de consumidor.
	Tarifa social de baixa renda.	Instituir disciplina uniforme, com desconto mínimo de 30% (residencial).
Aperfeiçoar as instituições	Reestruturação do MME.	Destacar especialmente no segmento de EE.
	Governança do ONS.	Atribuir questões técnicas à responsabilidade exclusiva da diretoria.
	Aperfeiçoamento dos procedimentos de rede do ONS.	Dar continuidade ao processamento de aprovação provisória dos procedimentos de rede.
	Finalização e aperfeiçoamento dos modelos computacionais utilizados pelo ONS.	Concentrar esforços para aperfeiçoar metodologia e finalizar os modelos computacionais de planejamento e custos marginais de operação.
	Aperfeiçoamento das regras do MAE.	Analisar problemática identificada no regramento do MAE, visando solução de questões pendentes, segurança jurídica e simplificação.
	Aperfeiçoamento do processo de definição dos submercados.	Aprovar metodologia de definição de submercados, separar o mercado Itaipu e implementar compensações para diferenças de preços.
	Aperfeiçoamento das regras do MRE.	Simplificar regras de funcionamento, criando mecanismos para aferir a eficiência real das usinas que respaldam o MRE.

Fonte: Segundo relatório de progresso do Comitê de Revitalização e do boletim *Focus* do Banco Central do Brasil (BCB), de 28 de fevereiro de 2002. Disponível em: <https://goo.gl/RgWeRF>.

Entre as medidas, constava a implementação da *oferta de preços* pelos agentes, substituindo o sistema de despacho por custo do MAE. Porém, posteriormente, algumas especificidades do mercado de formação de preço foram explicitadas de forma a auxiliar na compreensão das escolhas entre os modelos de *despacho por custo* ou por *oferta de preço*.

As nuances que determinaram a escolha pelo *despacho por custo* consistiam em argumentar que, enquanto as usinas a fio d'água, sem reservatórios, utilizam vazões afluentes nos rios para gerar eletricidade com custo de produção próximo a zero, o oposto ocorre quando há possibilidade de acumulação em reservatórios, com as usinas tendendo a transferir a produção para períodos mais secos, quando os preços estão mais altos, de forma a maximizar a renda.

Portanto, existe um custo de oportunidade associado à utilização de energia no presente ou no futuro. Sendo assim, a operação definida pelo custo, via modelagem de pacote computacional,[7] e despachada centralmente (*Tight Pool*) seria mais apropriada ao SEB, buscando atender à demanda pelo menor custo possível. Sendo assim, apesar de ser considerada vulnerável no que se refere à credibilidade, devido à falta de transparência dos modelos complexos que produzem custos marginais de operação como *proxy* dos preços, a operação de despacho centralizado por custo foi mantida.

Logo, o acionamento das usinas geradoras, por ordem crescente de custo, até atender ao consumo total tem implicado em esgotamento das reservas de energia acumuladas nos reservatórios. A política de despacho mais econômico tem sido acionar todas as hidrelétricas o máximo possível, aumentando o risco de déficit. Por outro lado, o despacho preventivo das térmicas maximiza a confiabilidade de fornecimento, apesar de aumentar os custos operativos. Consequentemente, o acionamento de termelétricas tem sido utilizado como garantia para a manutenção do suprimento energético, ainda que fora da ordem de mérito e muitas vezes descolado da realidade, aumentando ainda mais a desconfiança na formação de preços.

O sistema por oferta de preços exigiria que os próprios geradores atribuíssem valor à água em estoque, com certo grau de liberdade para realizar o auto despacho. A atuação do ONS ficaria restrita à coordenação e à supervisão do SEB, com formação de preços sendo definida pelas ofertas realizadas nos leilões de mercado. Outra questão fundamental exigiria maior aprofundamento, qual seja, a necessidade de implantação de um mercado de água para compatibilizar os múltiplos usos do recurso hídrico.

Simpson (1994) sintetiza com clareza os fatores que determinam a dinâmica de alocação do recurso hídrico, relacionando as condições necessárias para a criação do

7. Programação Dinâmica Dual Estocástica, introduzida em 1987, decomposição de Benders a multiestágio, que constrói a função de custo futuro de forma iterativa, sem discretizar espaço de estados.

mercado. O sistema de cessões de direito e o valor correspondente de uso da água devem ser bem estabelecidos e conhecidos, reduzindo a chance de arbitrariedade. Na prática, ocorre que a realocação equitativa da água tem sido controlada por meios judiciais ou simplesmente ignorada em casos de emergência. O controle deve ser regulatório, evitando especulações e monopólios dos detentores de poder político e econômico, assim como, em caso de subsistência, limitando a cessão de direito.

Simpson chama a atenção para o fato de que mercados de água são raramente adotados globalmente, porque são muitos os pré-requisitos: *i*) o direito de propriedade precisa estar bem definido, inteligível e mensurado precisamente, inclusive com direito de uso negociável no mercado; *ii*) a demanda precisa ser maior que a oferta, com a escassez criando competição pelo recurso hídrico; *iii*) a disponibilidade do produto, com possibilidade de armazenagem para que possa ser negociada em regime de mercado; *iv*) a aceitação da sociedade sobre a livre transferência de direito de uso da água, consciente de que a distribuição equitativa exige alguma metodologia para inventariar, alocar e mensurar fluxos e estoques; *v*) a existência de estrutura regulatória, garantindo às partes contratante e contratada o direito ao uso da água, registrado com base em contabilidade apurada das participações sobre o recurso hídrico; *vi*) o transporte assegurado por canais, adutoras e reservatórios; *vii*) a alocação inicial justa e equitativa, considerando usos históricos e com parcimônia para que os habitats ribeirinho e aquático tenham sua reserva preservada; e, *viii*) sistema de realocação justo, para acomodar mudanças.

Entre as vantagens do mercado de água, relacionados por Simpson, estão: *i*) maior eficiência dos usos de reservas existentes; *ii*) minimização dos gastos com infraestrutura para captação de novas fontes; e *iii*) transferência da tomada de decisão sobre o uso da água da esfera política para o mercado. Somam-se, ainda, os seguintes ingredientes para uma boa gestão de recursos hídricos: *i*) implantação de sistema de direitos de uso para alocação de recursos; *ii*) implementação de sistema de gestão para garantir a integridade desses direitos; *iii*) construção de sistema para captar, armazenar e distribuir a água; e, *iv*) manutenção de sistema institucional eficiente para administrar e operar todo o processo.

Paulatinamente, as condições para a estruturação desse mercado vêm sendo conquistadas pelo MMA, como por exemplo: *i*) a criação do Sistema Nacional de Cadastro Ambiental Rural (SICAR), que disponibiliza os dados referentes às Áreas de Preservação Permanente (APP), remanescentes de vegetação nativa, Reserva Legal (RL) e nascentes; *ii*) a definição metodológica da contabilidade ambiental, que favorece a homogeneização para cálculo de fluxos e estoques de recursos hídricos; e, *iii*) o estabelecimento do sistema integrado de contabilidade econômica e ambiental.

Portanto, observou-se até aqui uma lenta evolução do quadro, mas outras questões remanescentes sugerem um maior detalhamento do desenho da integração entre mercado de energia e mercado de água. A simples incorporação de externalidades dos custos ambientais ao preço da água bastaria para sinalizar preços no mercado de energia? O grau de maturidade do mercado de energia poderia alavancar uma ação conjunta em relação ao incipiente mercado de água?

O terceiro relatório do Comitê de Revitalização elenca três elementos essenciais para a formação de preços do mercado de eletricidade:

- contas de direitos de energia – gerenciável de acordo com a percepção de risco/benefício do gerador; conta atualizada com depósito de energia afluente física, alocando direito no MRE antes da energia ser produzida;
- ofertas de preço e quantidade – quantidade ofertada até o limite da conta de direito de energia; dois blocos de energia e preço, um com valor mais baixo, correspondendo ao montante contratado, outro com valor mais especulativo; provavelmente o custo/a valoração da água entraria como insumo essencial para composição de preço em situação de maior estresse hídrico; curvas de propensão a consumir e produzir estimadas pelo mercado de energia, colocando prioritariamente os menores preços ofertados; e
- ligação entre despacho comercial e físico – despacho comercial vinculado ao uso da energia armazenada no sistema; contabilidade comercial (financeira) e física (ativos), agregada contabilmente com retiradas e depósito das contas de energia de todas as usinas.

Exemplificando a resultante do balanço no MRE: o reservatório da usina-1 pode estar vazio, mas seu direito de energia pode estar alto. A usina-2 produzirá fisicamente pela usina-1 e abaterá da conta de direito da usina-1 o débito correspondente, sem que o saldo da conta de direitos da usina-2 seja prejudicado.

O grupo RE-SEB tinha ciência das desvantagens de utilizar o custo marginal de operação (CMO) como aproximação dos preços reais, mas a preocupação foi amenizada pelo fato de que quase a totalidade da demanda/oferta estarem contratados no mercado cativo de longo prazo. Entretanto, durante a crise de suprimento de 2001, a redução do consumo fez com que o volume de produção dos geradores ficasse 20% abaixo dos contratos inicialmente estabelecidos. A princípio, os preços estavam equivocadamente reduzidos, levando ao uso excessivo dos reservatórios. Posteriormente, o aumento de preços levou ao acionamento de toda a energia não contratada no sistema. A controvérsia sobre exposições financeiras envolveu e continua envolvendo cifras bilionárias.

Entre os problemas identificados pelo RE-SEB estavam: *i*) governança do ONS, com viés de neutralidade na formulação de despacho, dissociação de interesses comerciais, isonomia de tratamento e estabelecimento de parâmetros; *ii*) procedimentos de rede, pouco transparentes e com limitações de acesso; *iii*) desenvolvimento de modelos computacionais ainda pouco abrangentes e incompletos; e, *iv*) ausência de sistema de alerta quanto a dificuldades de suprimento, com indicadores de desempenho, identificação de estresse na curva de aversão ao risco e notificação aos órgãos superiores. Entre os aperfeiçoamentos requeridos incluíam-se o incremento da formalização, maior clareza e detalhamento dos procedimentos operativos.

A transição do mercado para a modalidade *Loose Pool*, por oferta de preço, foi prevista pelo RE-SEB. A adoção do sistema de leilões, onde os próprios agentes ofertam seus preços que, posteriormente, definiria o despacho hidrotérmico, era considerado mais transparente e menos sujeito a contestações. Preservada a condição de operacionalidade otimizada, a formação de preços derivaria da propensão dos próprios agentes de mercado. Atendido o pré-requisito de competição perfeita, os custos unitários de produção seriam utilizados pelos geradores para ofertarem o serviço, minimizando custos de despacho. A princípio, o modelo de oferta de preço dispensaria a coleta de informações e a auditoria sobre custos de operação realizada pelo ONS.

Contudo, os anos 2000 transcorreram com a manutenção do despacho centralizado planejado conforme os resultados de custo otimizados pelos modelos matemáticos. Entre as justificativas para a continuidade do modelo, estaria a baixa diversificação da matriz elétrica, bastante concentrada na geração hídrica, com operadoras explorando a água armazenada nos reservatórios em cascata. No entanto, especialistas alertam que países como Noruega, Colômbia e Nova Zelândia adotaram o esquema por oferta de preço, apesar da predominância da geração hidráulica na matriz elétrica.

Com o aumento da diversificação das fontes de energia e ganho de participação das renováveis alternativas, como biomassa, eólica e solar, o esquema centralizado daria lugar ao modelo de formação de preços por oferta dos agentes operadores. Precisamente o que acontece correntemente. O decorrer do tempo vem adicionando elementos de sofisticação ao sistema, determinados pelo avanço tecnológico. A rede *smart grid* tornaria possível a resposta em tempo real da demanda às flutuações dos preços ofertados de eletricidade, tornando o consumo mais racional.

Reforçando a argumentação favorável à formação de preços por oferta dos agentes, tem-se que, em ambiente de mercado livre, os contratos negociados entre

geradores e consumidores tendem à mútua concordância sobre o montante e o preço de energia. O preço ofertado que maximizaria o lucro aproximar-se-ía do custo marginal de produção, incentivando os produtores a utilizarem seus verdadeiros custos unitários de produção, portanto, derivando em minimização de custos agregados.

Contudo, em ambientes regulados, onde as distribuidoras podem repassar custos aos consumidores cativos, os preços são limitados a valores máximos denominados normativos. Os sinais de preço poderiam ser aqueles do mercado de curto prazo, do mercado futuro ou do mercado livre. Porém, os valores normativos (VNs) mais apropriados são aqueles que refletem os custos, mas sem volatilidade, como o custo marginal de longo prazo (CMLP).

Os principais desafios identificados pelo RE-SEB para o cálculo e aplicação do VN foram: *i*) variação de preços conforme as fontes geradoras de energia; *ii*) variação de preços conforme a região; *iii*) a constância dos preços para períodos de ponta e fora de ponta; *iv*) cada contrato tem um VN e respectiva cesta de indicadores de ajuste; *v*) as regras de limite de repasses incentivam autocontratações com preços elevados; e, *vi*) os critérios de aceitação de propostas de indexação são imprecisos. Uma das propostas de resolução foi a criação de leilões de energia para substituir o CMLP e inibir autocontratações, o que de fato foi adotado posteriormente.

Visando atenuar os efeitos da crise de eletricidade de 2001 e fomentar a maior expansão e competitividade do sistema, a Lei nº 10.438/2002 criou o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (Proinfa), oferecendo crédito complementar por meio da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) para geração de energia. Por fim, a CDE permitiria aos governantes alcançar a universalização do serviço público de EE.

Durante o período de crise de abastecimento foi criado o Programa Emergencial e Excepcional de Apoio às Concessionárias de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica, pela Lei nº 10.762/2003, para financiamento do segmento, via Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), com aporte do Tesouro Nacional.

Com relação aos recursos mobilizados para assegurar o abastecimento e conter os impactos da crise energética, destaca-se o resultado da auditoria do TCU, Relatório de Auditoria TC 006.734/2003-9. O órgão apurou que os custos do apagão rateados diretamente entre usuários corresponderam a R$ 19,7 bilhões. Enquanto os custos indiretos foram avaliados em R$ 12,5 bilhões, sendo associados às garantias das operações contratadas pela CBEE, que teve como agente financeiro a Caixa Econômica Federal (CEF). Logo, o custo total do apagão de 2001 foi estimado em R$ 32,2 bilhões.

4.2.2 Segunda reforma

A *segunda reforma*, caracterizada pela Lei nº 10.848/2004, buscou corrigir ineficiências no mercado de comercialização, quando os investimentos se mostraram insuficientes para evitar a crise de racionamento de 2001 e falhas no critério de pagamentos por capacidade foram identificadas. Os pilares que marcaram a reforma foram: *i*) a universalização do acesso à EE; *ii*) a modicidade tarifária; e *iii*) a segurança energética no país.

O modelo conceitual do setor elétrico concebido pela segunda reforma ratificava a desverticalização da produção de energia, fazendo a separação entre os segmentos de distribuição e geração/transmissão/comercialização de EE, incentivando a competição nos subsetores de geração e de comercialização. Sanções foram previstas, em caso de descumprimento de prazos de dissociação, incluindo desfazimento de coligações e controles societários.

No âmbito da reforma de 2004, o MAE foi substituído pela CCEE, regulamentando o processo de outorga de concessões e autorizações para geração de energia, privilegiando a modicidade tarifária. Os instrumentos da nova política consistiam na contratação de toda a energia demandada, com lastro na capacidade firme de geração e na contratação das distribuidoras por leilão. Para isso, dois ambientes de celebração de contratos de compra e venda de energia foram criados, o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), exclusivo para geradores e distribuidores, e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), com participação mais ampla de geradores, comercializadores, exportadores, importadores e consumidores livres ou especiais.

Portanto, a participação na CCEE é obrigatória para:

Art.11.A da REN Aneel 570/2013

I – concessionários e autorizados de geração que possuam central geradora com capacidade instalada igual ou superior a 50 MW;

II – autorizados para importação ou exportação de energia elétrica;

III – concessionários e permissionários de distribuição de energia elétrica cujo volume comercializado seja igual ou superior a 500 GWh/ano, referido ao ano anterior;

IV – concessionários e permissionários de distribuição de energia elétrica cujo volume comercializado seja inferior a 500 GWh/ano, assim reconhecidos pela ANEEL, quando não adquirirem a totalidade da energia de supridor mediante a aplicação de tarifa;

V – autorizados de comercialização de energia elétrica que desempenham a comercialização no âmbito da CCEE;

VI – consumidores livres e os consumidores especiais; e

VII – geradores comprometidos com Contrato de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado – CCEAR ou com Contrato de Energia de Reserva – CER.

A participação é facultada a autoprodutores e cogeradores com produção inferior a 50 MW, desde que conectados às instalações de consumo.

A CCEE operacionaliza os Mecanismos de Compensação de Sobras e Deficit (MCSD) de energia nova, quando as geradoras e distribuidoras informam e negociam o volume de energia que estão dispostas a descontratar ou contratar por determinado período. Pelas regras de comercialização da CCEE, os MCSD promovem o repasse de energia e potência entre distribuidores cedentes e cessionários, minimizando penalidades por insuficiência de lastro. Apenas as quantidades de energia remanescentes de eventuais compensações podem ser reduzidas das quantidades originalmente contratadas com os geradores.

A Conta de Encargos de Energia de Reserva (CEER), criada pelo Decreto nº 6.353 de 2008, acumula cobranças às distribuidoras pela geração de energia futura. Essa energia é oriunda de usinas especialmente contratadas para complementar o montante comercializado no ACR, como Angra II, por exemplo, visando assegurar a operação do SIN. A modalidade de contratação é formalizada pelos Contratos de Energia de Reserva (CER), entre CCEE e vendedores de energia, e pelos Contratos de Uso de Energia de Reserva (Conuer), entre CCEE e os consumidores.

Outro instrumento utilizado pela CCEE é o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que compartilha os riscos hidrológicos das geradoras de UHEs sujeitas ao despacho centralizado no ONS. O MRE busca otimizar os recursos hidrelétricos do Sistema Interligado Nacional (SIN) e a participação opcional de PCHs. Para efeito de liquidação financeira, a contabilização envolve a multiplicação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) pela diferença entre energia medida e energia contratada. A operação leva em conta as exposições no mercado de curto prazo, o recebimento/pagamento de Encargos de Serviço de Sistema (ESS) e a consolidação dos resultados financeiros liquidados e ajustados.

Os ajustes do MRE são realizados no âmbito da CCEE, com realocação contábil de energia, transferindo o excedente daqueles que geraram acima da sua garantia física para aqueles que geraram abaixo. As diferenças hidrológicas ocorridas nas regiões do território nacional são a principal justificativa para a criação do MRE. Regiões em estiagem armazenam o recurso hídrico, gerando menos eletricidade, enquanto as

regiões com abundância de chuvas produzem energia acima da média. Outro motivo para a criação do MRE é a localização em cascata das UHEs nos rios, onde a operação isolada e otimizada de uma usina pode não corresponder à operação otimizada de todo o sistema interligado, sendo necessário o despacho centralizado.

A alocação de energia para cobertura em submercados diferentes pode acarretar a exposição à diferença de preços entre submercados, em função da diferença entre PLDs regionais. A exposição positiva (ganho) ocorre quando o PLD estabelecido é maior que no submercado da usina. No caso contrário, a exposição negativa, o PLD de onde a usina recebeu parte de sua garantia é menor que no seu próprio submercado. As usinas têm direito ao alívio das exposições, pois o excedente financeiro (ganho) não pertence a nenhum agente específico, já que toda a energia transacionada tem que ser contabilizada ao PLD do submercado.

O PLD é determinado semanalmente pelo ONS, para cada patamar de carga e com base no Custo Marginal de Operação (CMO), sendo os limites máximo e mínimo determinados anualmente pela ANEEL e calculados para cada segmento de mercado. A CCEE reflete a formação de preços com modelos matemáticos de programação e despacho de energia. As regras de comercialização da CCEE apresentam o processo de cálculo do PLD definido por submercado, patamar de carga e semana, segue a expressão:

$$PLD_{s,\,r,\,w} = Min\,(Max(CMO_SR_EA_{s,\,r,\,w},\ PLD_MIN_f^{PLD}),\ PLD_MAX_f^{PLD}),$$

Em que:

- $PLD_{s,r,w}$ = preço de liquidação das diferenças, por submercado *s*, patamar de carga *r* e semana *w*;
- $CMO_SR_EA_{s,r,w}$ = custo marginal de operação sem restrição *ex-ante*, determinado por submercado *s*, patamar de carga *r* e semana *w*;
- $PLD_MIN_f^{PLD}$ = valor mínimo que o PLD pode assumir para determinado ano $_f^{PLD}$, compreendido entre a primeira e a última semana operativa de preços; e
- $PLD_MAX_f^{PLD}$ = valor máximo que o PLD pode assumir para determinado ano $_f^{PLD}$, compreendido entre a primeira e a última semana operativa de preços.

O PLD horário é calculado para cada hora de determinado patamar de carga. Logo, o preço da hora iguala-se ao PLD do patamar ao qual pertence, conforme definido por submercado e período de contabilização *j*, de acordo com a expressão:

$PLD_H_{s,j} = PLD_{s,r,w}$, para qualquer que seja *j*, pertencente a *r* e *w*.

Onde:

$PLD_H_{s,j}$ = preço de liquidação das diferenças de horário determinado por submercado *s* e período de contabilização *j*.

Desse modo, constata-se que o preço pelo qual é valorada a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo (MCP) depende totalmente do custo marginal de operação sem restrição *ex-ante*. O custo para se produzir o próximo kWh para o sistema, ou seja, o CMO é calculado pela aplicação dos modelos Newave e Decomp antes da operação física do sistema (cálculo *ex-ante*), definido por submercado *s*, patamar de carga *r* e semana *w*.

Os modelos têm diferentes graus de detalhamento para simular o sistema, em horizontes de programação diária, curto e médio prazos. No médio prazo, o modelo equivalente de energia, o Newave, realiza análises com até cinco anos à frente para definir as parcelas de geração hidráulica e térmica que minimizam o valor esperado do custo de operação.

No curto prazo, até doze meses, o Decomp determina as metas individuais de geração das usinas do sistema, com base nas informações que resultaram da análise de médio prazo pelo Newave. O modelo trata também do intercâmbio interregional de energia entre os subsistemas. Outros detalhes sobre os modelos e o PLD são abordados na seção sobre o risco hidrológico.

Nesse ponto, abre-se espaço para entender melhor esse personagem virtual denominado mercado, em suas três versões. O Decreto nº 5.163 de 2004 regulamentou a comercialização de energia entre concessionários, permissionários e autorizatários de serviços e instalações de EE. A trindade formada pelo mercado regulado, mercado livre e mercado de curto prazo tem importância crucial no funcionamento do setor e no entendimento das questões que virão a seguir.

Mercado regulado (ACR)

No ACR, operam as empresas ofertantes de energia (geradoras e comercializadoras) e as empresas de distribuição demandantes de energia, que servem aos consumidores cativos. As operações de compras e vendas são buscadas por meio de concorrência,

promovidas por licitações (leilões), ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.

Para participar da concessão de geração de energia, os agentes seguem o modelo de modicidade tarifária, com o critério de menor tarifa para comercialização. Os empreendimentos novos de geração, vencedores dos leilões, celebram contratos de comercialização de energia elétrica no ambiente regulado (CCEARs) com os distribuidores, com prazo de quinze anos para os projetos termelétricos e trinta anos para os hidrelétricos.

Os CCEARs podem ser efetivados por quantidade e por disponibilidade de energia. No primeiro caso, os riscos financeiros decorrentes de diferenças de preços em submercados são rateados entre os agentes de distribuição que assinaram a contratação. Por disponibilidade, os agentes são remunerados pela quantidade de energia disponibilizada ao sistema, sem levar em conta a energia efetivamente gerada, sendo as variações entre produção e disponibilidade repassadas aos consumidores cativos ou regulados.

A aquisição de energia ocorre por licitação na modalidade leilão de empreendimentos existentes, assim como, os novos projetos que requerem concessão, permissão e autorização. A periodicidade das licitações é geralmente anual ou determinada pelo MME, com excepcionalidades decorrentes de demandas das distribuidoras, como ocorrido em 2008 (biomassa), 2009 (eólica) e 2010 (PCH).

No mecanismo de colocação prioritária da energia ofertada pelo menor preço, os preços-teto são fixados por portaria, de acordo com a fonte de energia. As geradoras entram em *pool*, isto é, a oferta não é individualizada, havendo prioridade para o vendedor que pratica o menor preço. Portanto, no ACR os preços que constam nos contratos são resultantes dos lances em leilões. Os consumidores cativos pagam pelos serviços agregados de distribuição e geração de energia, sendo as tarifas reguladas pelo governo.

Tipos de leilões de EE: leilão de energia existente e de ajuste (LEE&A), leilão de fontes alternativas (LFA), leilões de energia nova (LEN) e leilão de energia de reserva (LER). Segundo a CCEE, a reserva operativa é utilizada para controlar e prevenir erros de previsão de demanda e situações de indisponibilidade não programada (previsão-reserva), ou seja, as usinas entrarão em operação apenas em caso de escassez da produção convencional. Nos leilões de ajuste, as distribuidoras complementam o volume necessário ao atendimento do mercado, desde que sejam limitados a 1% da carga total contratada, com duração de até dois anos.

Os leilões para a energia existente A-1 têm vigência de três, cinco, oito e quinze anos. Os leilões para novos empreendimentos são realizados com antecedência de três e cinco anos, denominados A-3 e A-5, com quinze a trinta anos de duração. Nos leilões A-3, as distribuidoras poderão repassar apenas os custos de aquisição para apenas 2% de seu mercado. Em A-5 é facultado a distribuidoras o repasse integral dos custos de aquisição ao consumidor cativo. Portanto, em relação ao horizonte de contratação, têm-se leilões LEN A5, LEN A3 e LEE A1. Além disso, leilões LEE A2, LEN A4 e LEN A6 foram programados para serem lançados a partir de 2017, pela ANEEL, em atendimento às exigências do mercado.

TABELA 1
Energia contratada em leilões e crescimento estimado

	Contratado em leilão[1] (2004-2011)		Projeção de crescimento (2013-2018)	
	MW	(%)	MW	(%)
Hidráulica	19.489	42,09	20.989	57,79
Óleo/diesel	9.462	20,43	42	0,12
Gás natural e GNL	6.798	14,68	1.699	4,68
Carvão	2.655	5,73	0	0,00
Biomassa	2.157	4,66	1.168	3,22
Eólica	5.241	11,32	11.852	32,63
PCH	500	1,08	572	1,57
Total	**46.303**	**100,00**	**36.322**	**100,00**

Fonte: CCEE.
Nota: [1] LEE = 43%; LEN = 50%; LFA = 2%; LER = 5%.

A intermediação de garantias para contratação de oferta permite o cálculo de tarifa de oferta ao distribuidor, que será utilizada pela ANEEL para definição da tarifa ao consumidor. As garantias físicas são certificadas e atestam o volume de energia que os produtores podem comercializar, para que as empresas negociem os contratos de fornecimento. A tarifa regulada pela ANEEL leva em conta a compra de energia no ACR, o transporte de energia pela rede de transmissão e distribuição e os encargos e tributos, que incluem CDE, CCC Proinfa, ESS, EER, além das perdas.

Mercado livre (ACL)

O ACL abrange aproximadamente um terço da energia circulante no mercado, mas a adesão vem aumentando significativamente, desde 2016. Segundo a CCEE, 5.665 agentes participavam do ACL, em dezembro de 2016, sendo 4.062 consumidores livres e especiais. A Abraceel estima que a indústria contrate 60% da energia no mercado livre, devido à redução de custos em cerca de 20%.

TABELA 2
Geradores em operação no mercado livre (2015)

Classificação	Quantidade de operações	Potência fiscalizada (kW)	(%)
Central geradora hidrelétrica (CGH)	484	301.320	0,23
Central geradora eólica (EOL)	222	4.705.789	3,54
PCH	470	4.712.632	3,54
Central geradora solar fotovoltaica (UFV)	289	14.985	0,01
Usina hidrelétrica (UHE)	200	83.805.698	62,97
Usina termelétrica (UTE)	1.884	37.565.855	28,22
Usina termonuclear (UTN)	2	1.990.000	1,50
Total	**3.551**	**133.096.279**	**100,00**

Fonte: Mercado Livre de Energia Elétrica. Disponível em: <goo.gl/zCWpaQ>.

Durante 2018, o ritmo de migração começou a diminuir, até março o número de instituições associadas teria chegado a cerca de 7 mil, sendo: *i*) 4.483 consumidores especiais (0,5 MW a 3 MW); *ii*) 1.276 produtores independentes; *iii*) 866 consumidores livres (> 3MW); *iv*) 227 comercializadoras; *v*) 66 autoprodutores; *vi*) 46 geradores a título de serviço público; e, *vii*) 46 distribuidores, segundo a CCEE.

No ACL, o consumidor livre tem demanda mínima de 3 MW, sendo 0,5 MW para energia incentivada, exercendo o direito à portabilidade da conta de EE contratada com o vendedor escolhido, sem estar vinculado à distribuidora local. Os valores finais pagos pelo consumidor livre equivalem aos preços pagos pelos consumidores especiais, apesar de aqueles não usufruírem do desconto da tarifa a fio.

A Resolução Normativa Aneel nº 77 de 2004, modificada pela REN nº 271 de 2007, REN nº 745 de 2016 e REN nº 779 de 2017, estabelecem redução de tarifas de uso do sistema de transmissão e de distribuição para empreendimentos hidrelétricos, eólicos, solares, biomassa ou cogeração qualificada. As fontes incentivadas têm descontos nas tarifas de transporte de energia (tarifa-fio) de 50%, 80% e 100%, conforme a fonte. Unidades consumidoras de áreas contíguas ou com mesmo CNPJ podem participar do ACL com a soma das demandas contratadas.

Os agentes vendedores de energia no ACL são agentes comercializadores, importadores, exportadores, produtores independentes, geradores e distribuidores que negociam

excedentes de energia. Os comercializadores, autorizados pela ANEEL, gerem os riscos de volume e preços para geradoras e consumidores, sendo responsáveis por mais de 20% das transações ocorridas no país. A autoprodução, produção independente e geração de energia em regime de serviço público ou de uso de bem público estão sujeitos à outorga onerosa.

Os contratos de compra e venda, com preços livremente negociados, devem ser registrados na CCEE, além de haver aprovação e homologação pela ANEEL, quando necessário. Os contratos bilaterais entre consumidores e geradores/comercializadores estabelecem condições de preço de compra de energia, quantidade, prazos de entrega, garantias e reajustes acordados mutuamente e separados da fatura de distribuição para a concessionária local, com tarifa regulada.

O modelo de precificação de energia brasileiro é bastante sensível às variações da energia natural afluente (ENA), que é o potencial de energia a ser produzido de acordo com o regime de chuvas. A revisão de estimativa de carga (consumo mais perdas) está prevista, com expectativa para redução. Essa diminuição impacta no cálculo do custo marginal operacional, que é o principal componente no cálculo do PLD.

A negociação de compra pós-consumo em contratos de curto prazo teria sido o mecanismo utilizado até então para evitar maiores perdas. Entretanto, a Portaria do MME nº 73 de 2010 regulamentou a questão, determinando que os registros de contratos, na CCEE, deveriam ser efetuados antes do início do respectivo consumo. Além disso, a portaria estabelecia as limitações para comercialização de excedentes, com a liberação para negociação integral para casos de empreendimentos novos de geração de EE.

A Thymos Energia e a Goldman Sachs consideram que a formação de preços no ACL é influenciada por diversos fatores, dos quais se apontam: *i*) no curto prazo, depende do PLD, do nível dos reservatórios e das projeções meteorológicas; *ii*) no médio prazo, de projeções e balanços de contratação no ACR; e *iii*) no longo prazo, do andamento da expansão da infraestrutura e da evolução tecnológica. As projeções de preços até 2021 estão entre R$ 140/MWh (média de 2016) e R$ 185/MWh, para energia convencional, e R$ 195/MWh para energia incentivada.

Mercado de Curto Prazo (MCP)

Como exposto anteriormente, os contratos de compra e venda de energia, tanto no ACR como no ACL, devem ser registrados na CCEE, que realiza a medição dos montantes efetivamente produzidos/consumidos por cada agente. Logo, o Mercado de Curto Prazo

é definido como o segmento da CCEE onde acertos entre os montantes contratados pelos agentes e os volumes de geração são contabilizados. O consumo efetivo é verificado e atribuído aos respectivos agentes. A negociação é multilateral, conforme as regras de comercialização, sem necessidade de formalização contratual.

O MCP, conhecido como *spot market*, inclui então a contabilização e o gerenciamento de diferenças entre contratação e consumo efetivo dos agentes. A liquidação financeira, realizada mensalmente, tem por base o preço líquido das diferenças (PLD), calculado semanalmente. O valor máximo de PLD é definido pela ANEEL para cada submercado, levando em conta os custos variáveis de operação das termelétricas disponíveis para despacho centralizado e o valor mínimo, calculado a partir dos custos de operação e manutenção das usinas hidrelétricas, recursos hídricos e *royalties*. Em cada submercado, o PLD leva em conta o fator de perda de transmissão.

4.2.3 Intermezzo

Pelo modelo conceitual preconizado na segunda reforma, a formação de lastro pela realização de leilões de compra para *pool* de geradoras e a desverticalização das atividades de geração, transmissão e distribuição deveriam fomentar a competitividade no mercado. Por sua vez, a contratação de compra e venda de energia do mercado livre, com produtores independentes negociando em condições acordadas mutuamente, serviria para refletir os resultados mais eficientes na formação de preços.

Porém, nem tudo ocorreu como esperado, pois grande parte do modelo teórico nem chegara a ser implantado. Os preços da energia permaneceram altos e, por esta razão, surgiu a MP nº 579/2012, convertida na Lei nº 12.783 em 2013. A medida buscou resgatar, de forma compulsória o valor público de modicidade tarifária, que fora projetado, mas ainda não introjetado. Sendo assim, a MP autorizou a renovação das concessões de geradoras com ativos amortizados, remunerando-as apenas pela operação e manutenção.

A indenização para as transmissoras foi prevista, mas apenas para aquelas que tivessem renovado os ativos, o que favoreceria a continuidade dos investimentos no setor. Com a antecipação dos efeitos da prorrogação dos contratos, a ANEEL ficou encarregada de realizar revisão tarifária extraordinária dos sistemas de transmissão e definir as tarifas das concessionárias de geração hidrelétrica sob o regime de cotas. O impacto esperado era o abatimento de 20% nos valores das contas dos consumidores.

Contudo, o resultado provou-se efêmero, pois o risco hidrológico esteve fortemente presente durante todo tempo, tendo sido crucial para reverter todos os resultados

positivos da medida. Na repactuação promovida pela Lei nº 13.203/2015, a energia contratada no ACR teria cobertura da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeira Tarifária (CCRBT), resgatando o princípio preconizado pela Lei nº 10.848/2004, que havia atribuído essa responsabilidade aos geradores ou aos compradores, total ou parcialmente, com direito de repasse às tarifas dos consumidores finais. Sendo assim, o risco hidrológico suportado pelos geradores participantes do MRE pôde ser revisto desde que houvesse anuência da ANEEL.

Havendo repactuação, favorável ao consumidor, as contrapartidas seriam o pagamento de prêmio de risco ou o repasse de recursos obtidos com a energia no mercado secundário. Caso contrário, na insuficiência de geração e contratação de energia termelétrica, há o resgate da CCRBT para a cobertura do montante a ser repactuado devido às exposições involuntárias no mercado de curto prazo.

Posteriormente, a MP nº 706/2015, convertida na Lei nº 13.299/2016, permitiu ainda: *i*) a prorrogação dos prazos de assinatura da renovação da concessão de distribuidoras da Eletrobras; *ii*) a autorização de redução de 50% sobre tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição, até o limite de 30 MW, para as usinas de biomassa geradoras de 30 MW a 50 MW; e *iii*) a devolução pela Eletrobras de valores que excediam a recomposição prevista pela RGR, até o ano de 2026.

O prenúncio de uma terceira reforma veio com a Lei nº 13.360/2016, adiantada pela MP nº 735, que tratava da transferência da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC),[8] da Reserva Global de Reversão (RGR)[9] e da CDE da Eletrobras para a CCEE. Outras providências da lei incluíram:

- a prorrogação de outorga por mais trinta anos para o resto do mercado ainda não contemplado em 2015;
- a liberação das distribuidoras para negociar a energia contratada em excesso com consumidores livres especiais para atendimento de todo mercado;
- a liberação dos consumidores (acima de 3 MW e 69 kV) para compra de eletricidade a qualquer empresa outorgada, a partir de 2019;
- os reembolsos com as despesas de combustíveis nos sistemas isolados limitadas a R$ 3,5 bilhões;
- a permissão dos agentes de geração de EE para a exploração do serviço de gás canalizado; e

8. A CCC foi criada em 1973 para custear a geração de EE dos sistemas isolados, com subsídio aos combustíveis fósseis.
9. A RGR, criada em 1957, indeniza os serviços de geração, transmissão e distribuição, que tivessem a operação descontinuada.

- a exclusão dos custos de compensação de energia para os geradores de energia que não houvessem aderido à prorrogação das concessões, que implicavam contrapartida de remuneração limitada à operação e à manutenção da infraestrutura.

Lembrando que além da CCC, CDE e RGR, ainda estão sob a gestão da CCEE, a CCRBT e a conta de ACR para cobertura das despesas das distribuidoras com descontratação involuntária e amortização de financiamentos feitos pelos agentes operadores. A CCRBT, mais conhecida como Conta Bandeira, foi criada pelo Decreto nº 8.401/2015, repassando o ônus/bônus do risco hidrológico ao consumidor, enquanto os riscos hidrológicos associados à geração de Itaipu seriam assumidos pelas concessionárias de distribuição na proporção do montante de EE alocado a cada concessionária e à projeção desse resultado, para cada ano civil, a ser considerada pela ANEEL na definição dos valores das bandeiras tarifárias (art. 5º, § 3º).

Avaliação de comissões parlamentares

Corroborando a análise do tema, o *Relatório de Avaliação de Políticas Públicas do Senado*[10] sobre o setor elétrico, em 2015, constatou que, após dez anos de reforma, o setor elétrico continuava em profunda crise. Entre os argumentos que levaram a essa conclusão estavam:

- o acionamento rotineiro de termelétricas, que tornara o preço da energia excessivamente elevado;
- os reajustes regulados para o consumidor, que superavam em cinco vezes a inflação;
- a produção de energia hídrica reduzida, que provocara prejuízos nas empresas geradoras, especialmente àquelas da *holding* Eletrobras;
- o ônus da regulamentação vigente, que acarretara perda do grau de investimento e, consequentemente, perda de crédito, tanto no mercado nacional quanto internacional;
- as distribuidoras endividadas, que buscavam repassar os custos às tarifas dos consumidores residenciais, comerciais e industriais, refletindo diretamente na competitividade desses agentes;
- os atrasos de projetos estruturantes de geração e transmissão de energia, que contribuíam para o aumento do risco da segurança hídrica; e

10. Senado Federal, em Proposta de Plano de Trabalho para Avaliação de Políticas Públicas para a Gestão de Recursos Hídricos, Saneamento e Energia, Comissão de Serviços de Infraestrutura do Senado, Brasília, 2015.

- os preços da energia no mercado de curto prazo, que teriam atingido o teto referencial estabelecido, mesmo com a contração no consumo.

O relatório da mesma Comissão de Infraestrutura do Senado no ano seguinte, em tom mais ameno, tratou de destacar os avanços obtidos pelo setor, quais sejam: *i*) a ampliação dos investimentos que permitiram aumento da capacidade instalada em 50%, de 90 GW para 133 GW, entre 2004 e 2014; *ii*) a evolução da rede de transmissão de 80 mil km para 125 mil km, no mesmo período; *iii*) a criação de incentivos à participação das fontes alternativas e do custeio da segurança energética, como os Encargos de Serviço do Sistema (ESS). Entre as questões identificadas como relevantes pela comissão, estavam:

- a homogeneização das variáveis econômicas constantes do Plano Plurianual (PPA), de quatro anos, e dos Planos Decenais da Expansão de Energia (PDEs) do setor;
- a atualização dos prazos de execução dos empreendimentos do setor;
- a reavaliação do MRE na minimização dos riscos hidrológicos, em decorrência dos despachos das usinas fora de ordem de mérito, pelo ONS com anuência do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico;
- a atenção com relação à judicialização da responsabilidade compartilhada pelo passivo que os agentes assumiram com o risco hidrológico;
- o monitoramento da repactuação do risco hidrológico proposto pela Lei nº 13.203 de 2015;
- a reavaliação dos parâmetros de garantias físicas para obtenção de efetividade na condução da política;
- a realização da revisão das garantias físicas, como determina o Decreto nº 2.655 de 1998;
- a adequação dos certificados de garantias físicas (superavaliados) à realidade do parque gerador de energia, exigindo contratação de energia de reserva (mais onerosa) da ordem de 10 GW;
- a reavaliação dos incentivos às fontes alternativas (eólica, biomassa, solar) por meio de leilões de reserva;
- a adequação do licenciamento ambiental de forma integrada;
- o acionamento de usinas termelétricas a gás natural sempre que necessário, permitindo o controle permanente da operação;
- a liberalização e desverticalização dos mercados de produção, transporte e distribuição do gás;

- o desenvolvimento do parque gerador termonuclear;
- o questionamento quanto ao caráter distributivo da CDE, que onera mais os consumidores do Sul, Sudeste e Centro-Oeste, subsidiando os consumidores de alta renda no Norte e no Nordeste; e
- os descontos de TUSD e TUST para empreendimentos de fontes alternativas, que favorece a cadeia de produção até que a indústria esteja mais madura (limite passou de 30 MW para 50 MW).

A principal constatação da comissão merece destaque, pois está relacionada com a segurança energética. O relator considera que os leilões de energia de reserva têm sido utilizados para compensar o excesso de certificados de energia, ou seja, garantias físicas incompatíveis com o lastro energético. O MME justifica que a medida tem por objetivo preservar os estoques nos principais reservatórios. Entretanto, o modelo pode causar distorções de controle indireto do preço de referência e na expansão futura da geração. A anomalia na utilização do mecanismo, para incentivar as fontes alternativas, causou deslocamento hídrico e provocou a judicialização do setor por parte dos geradores hidrelétricos.

Os empreendimentos contratados na modalidade garantias físicas são apropriados para sistemas com restrição de potência. Ao passo que a remuneração feita por disponibilidade, é indicada para o caso em que a oferta é insuficiente para atender à demanda. Neste aspecto, atente-se para o movimento recente do órgão regulador que promoveu tratamento mais realista para as contratações antes por disponibilidade de fontes renováveis, aprovado em julho de 2018. O edital de contratação de novos empreendimentos eólicos e hidrelétricos, sem outorga/contrato A6, prevê a contabilização por quantidade a preços iniciais de R$ 227/MWh e R$ 290/MWh, respectivamente. Ao passo que as térmicas a gás, biomassa e carvão continuam com o tratamento diferenciado de contratação por disponibilidade a preços iniciais de R$ 308/MWh.

4.2.4 Terceira reforma

A Consulta Pública nº 21/2016 pode ser considerada um marco para início da *terceira reforma*, uma vez que permitiu obter contribuições para o aperfeiçoamento do mercado livre. As propostas apresentadas nas colaborações tinham por objetivo, segundo a NT nº 3/2017/AEREG/SE:

- aumentar a disseminação de informações a respeito do funcionamento do Ambiente de Contratação Livre;

- reduzir gradativamente a exigência de carga para contratação no ACL;
- suspender as reservas de mercado no segmento especial;
- definir o corte para a representação e delimitar a fronteira entre atacado e varejo;
- evitar distorções dos incentivos e das compensações, racionalizando subsídios de forma a promover isonomia e liquidez de mercado;
- custear a expansão do sistema com participação do ACL, com separação entre contratação de lastro por encargo e contratação livre de energia;
- flexibilizar o portfólio do ACR, inibindo a compra compulsória de energia pelas distribuidoras;
- reduzir custos de transação e assimetria das distribuidoras, objetivando aumento de investimentos na infraestrutura de rede;
- corrigir incentivos para aumentar a migração para o ambiente livre, especialmente os que ensejem separação de custeio de rede e compra de energia, deixando a decisão ajustada ao perfil do consumidor;
- acoplar formação detalhada, temporal e espacial, de preços com as decisões de operação;
- padronizar a produção de energia, evitando subprodutos pouco competitivos; e
- promover a transição sustentada para mercado aberto, alocando recursos/rendas do setor e abatendo encargos intrassetoriais.

Posteriormente, o MME promoveu uma segunda consulta pública, com uma postura mais enfática. Dessa vez, para promover o aperfeiçoamento do marco legal, no qual esclarece por Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE, que avanços tecnológicos têm tensionado o modelo regulatório vigente em todo o mundo.

O documento refere-se a uma conjuntura global de pronunciadas reduções de custos de energia, destacando entre elas: *i*) as tecnologias de geração renovável com custos variáveis tendendo a zero; *ii*) o aumento da participação dos recursos energéticos distribuídos, a armazenagem, a geração solar em escala diminuta e os veículos elétricos; e *iii*) a atuação vigorosa dos consumidores na gestão do consumo de energia em resposta a preços e tarifas horossazonais, possibilitada pela medição avançada com comunicação bidirecionada. Mais adiante, o documento organiza em quatro grupos os aprimoramentos buscados com a terceira reforma.

1) Compromissos de reforma e elementos de coesão, que incluem mecanismos de contrapartida de alterações fundamentais do modelo:

a) autoprodução – considerada ferramenta importante para os consumidores, como proteção às flutuações de preços, mas carente de previsão legal, implicando proposição de reforma da Lei nº 9.074/1995; previsão de livre acesso à rede, amparando a autoprodução remota, com encargos setoriais incidentes sobre consumo líquido maior que 3 MW e outorga de produção independente, com alteração das leis nºs 10.848/2004, 11.488/2007 e 12.783/2013; e

b) redução dos limites para acesso ao mercado livre – proposta de abertura do mercado até 2028 para o Grupo A de média e alta tensão, até 75 kW de demanda, exigindo alteração da Lei nº 9.074/1995; definição de fronteira entre atacado e varejo, barreira necessária para formação de ambiente de atacado robusto, com mudança na Lei nº 9.427/1996.

2) Flexibilização da modelagem do setor elétrico, implicando gerenciamento de riscos sistêmicos e comerciais:

a) destravamento da obrigação de contratação – reduz a obrigação de contratação dos consumidores atuando em coesão com a obrigação de contratação centralizada de lastro para a expansão do sistema, separando confiabilidade de suprimento (lastro) de gerência descentralizada do risco de mercado (bem privado), implicando alteração das Leis nºs 9.074/1995, 9.427/1996 e 10.848/2004;

b) possibilidade de redução de custos de transação na transmissão – diminui custos sistêmicos para pagamentos/recebimentos das instalações de transmissão pela criação de liquidação centralizada, com mudança na Lei nº 9.074/1995;

c) regras comerciais para máximo acoplamento entre formação de preços e operação – trabalha com a proposição de despacho centralizado por custo ou oferta de preços dos agentes, combatendo práticas lesivas à concorrência, abrindo códigos computacionais de suporte à formação de preços, empregando preços com intervalos horários, ofertando serviços ancilares e garantias financeiras para fechamento diário das posições (*clearing house*), aplicando o MRE eventualmente, enfim bolsa (expansão do sistema, credibilidade, alívio da obrigação de contratar, separação de lastro e energia), exigindo modificação da Lei nº 10.848/2004;

d) possibilidade de redução de custos de transação na geração – propõe a centralização dos contratos regulados de energia, permite compensações instantâneas, distribui efeitos de reduções compulsórias e alívio de sobrecontratação, acarretando em gestão dos riscos de preços de contratação e redução dos custos de transação, sendo necessária a mudança nas Leis nºs 10.848/2004 e 12.111/2009 (no que se refere ao ajuste de contratação de Angra I e II); e

e) separação de lastro e energia – trata da expansão do sistema que pesa sobre os consumidores regulados, mantém o mercado livre com as sobras exportadas, que

deveria ser custeada por todos os beneficiários, implicando robustez do preço no mercado livre, exigindo alteração da Lei nº 10.848/2004.

3) Alocação adequada de custos entre agentes, refletindo em correção de incentivos e racionalização de subsídios:

a) sobrecontratação involuntária decorrente da migração de consumidores para o mercado livre – reduz a rigidez contratual, propondo a contratação de expansão com separação de lastro e energia, implicando alteração das Leis nºs 9.074/1995 e 13.360/2016, pois a venda de excedente não embute o peso da expansão realizada no passado, constituindo um subsídio ao mercado livre; o excesso pode ser vendido pelo preço que o mercado estiver pagando, mas os resultados devem ser neutralizados de forma sistêmica;

b) diretrizes e compromissos para fixação de tarifas – complementa a identificação de atributos de lastro e energia, granularidade temporal-espacial de preço e credibilidade para fixação de tarifas, com alteração da Lei nº 9.427/1996; direciona o uso da rede de transmissão e distribuição para cobrança não volumétrica, pois a cobrança volumétrica dificulta medidas de eficiência energética, além de transferir custos de manutenção da rede para os consumidores que não possuem geração distribuída;

c) subsídios às fontes incentivadas – corrige incentivos à migração para o mercado livre, com a consequente extinção do segmento especial; valora explicitamente os atributos, os benefícios e as externalidades das fontes, incentivando a produtividade e eficiência dos equipamentos; implicando modificação da Lei nº 9.427/1996;

d) racionalização de descontos na CDE – uniformiza, cria condicionantes e estabelece teto por unidade para descontos pagos pela CDE, com mudança da Lei nº 10.438/2002; e

e) riscos e racionalização de custos de contratos regulados – recupera a separação dos conceitos de quantidade (modalidade preferencial) e disponibilidade (risco de exposição) para contratação de compra de energia, esvaziados pela Lei nº 13.203/2015; além de descomissionar termelétricas de alto custo, por meio de alteração na Lei nº 10.848/2004.

4) Medidas de sustentabilidade, que propõem desjudicialização e distribuição de renda de ativos do setor:

a) RGR para transmissão – visa reduzir os litígios judiciais e redistribuir custos aos usuários da rede, destinando recursos da RGR para pagamento dos ativos do sistema de transmissão não amortizados e não indenizados, quando da prorrogação das concessões ocorrida em 2012, com mudança nas Leis nºs 5.655/1971 e 12.783/2013;

b) descotização e privatização – prevê o desinvestimento de ativos estatais dissociado

do regime de cotas, com destinação de um terço do benefício para a CDE e dois terços para a União como bonificação pela outorga, com impacto estimado em 7% na conta do consumidor, com necessidade de substituição de partes do art. 28 da Lei nº 9.074/1995; incentivos por adiamento da parcela que cabe à União seriam oferecidos aos interessados na privatização por meio do art. 8º da Lei nº 12.783/2013, além da possibilidade de estabelecer compromisso adicional para a recuperação da bacia do São Francisco;

c) antecipação de convergência na CDE – equilibra o tratamento dado aos contratos legados, até 2023, como medida de recuperação da economia real, revendo as Leis nºs 10.438/2002 e 12.111/2009.

d) prorrogação das usinas hidrelétricas até 50 MW – uniformiza os tratamentos de outorga por concessão e autorização, compatibilizando os regimes antigos e novos, modificando as Leis nºs 9.074/1995 e 12.783/2013;

e) desjudicialização do risco hidrológico – apresenta sete motivos para retroagir a 2013, a compensação pelo deslocamento hidrelétrico causado pela geração fora da ordem do mérito, alterando as Leis nºs 13.203/2015 e 12.783/2013; e

f) parcelamento dos débitos de ações pendentes de resolução – correspondentes ao pagamento das cotas de CDE e dos encargos de serviços do sistema, exigindo a criação de regulamento adicional.

Sinais de exaustão dos mecanismos de gestão de riscos foram identificados no mercado atacadista, enquanto barreiras ao desenvolvimento de soluções competitivas foram verificadas no mercado varejista. A judicialização tem sido escolhida em detrimento de escolhas estratégicas mais competitivas, diz o documento.

A visão de futuro do MME, que garantiria a sustentabilidade no longo prazo, inclui: *i*) o incentivo às decisões individuais dos agentes de mercado em busca de resultados ótimos e alinhados com o sistema; *ii*) a sinalização econômica do governo, em caso de inviabilidade de conciliação de interesses individuais e sistêmicos; *iii*) o estabelecimento de mecanismos de cumprimento resilientes à judicialização como estratégia de renúncia; *iv*) a remoção de barreiras à participação de mercado; e *v*) o respeito aos requisitos formais e contratuais.

A Consulta Pública nº 33 foi concluída em 2018, tendo recebido 209 contribuições. Estas foram resumidas nos tópicos relacionados a seguir:

- antecipação da abertura do mercado livre de 2028 para 2026 (2 MW em 2020 e 1 MW em 2021), para tensão maior ou igual a 2,3 kV (não residencial);

- inclusão dos consumidores residenciais a partir de 2022, prazo final estabelecido para o MME elaborar plano de liberação integral do mercado livre de energia;
- desjudicialização do risco hidrológico pela retirada da geração fora da ordem de mérito (GFOM) do *Generation Sacaling Factor* (GSF); pela antecipação de garantias físicas de projetos estruturantes (Belo Monte, Santo Antônio e Jirau); e, pelo cômputo das restrições de escoamentos desses projetos estruturantes, devido a atrasos, retroativos a 2017;
- racionalização de subsídios relacionados a outros setores e segmentos, que ferem a competição isonômica, provoquem distorções distributivas e estimulem migrações;
- criação de bolsas de energia privadas, proposta em elaboração pela ANEEL até 2020;
- separação entre custeio de rede e compra de energia (fio e energia), evitando migração ou autoprodução em resposta a distorções alocativas;
- alteração dos critérios de apuração de encargos e elegibilidade para a autoprodução;
- diminuição da volatilidade dos preços no MCP, aproximando a formação de preços do custo de operação do sistema;
- separação entre lastro e energia, com regulamentação para contratação de lastro sendo regulamentada até 2020 pelo poder concedente;
- apuração de encargo de lastro por consumidor para efeitos de abatimento e desidentificação entre empreendimentos novos e existentes e consequente homogeneização do produto energia nas consultas públicas;
- revogação do regime de cotas, descotização, com destinação de um terço dos valores licitados e concedidos para a CDE e venda de excedente das distribuidoras em mercado centralizado;
- valoração para atributos ambientais, considerando progresso tecnológico, baixa emissão de carbono e barateamento da infraestrutura, incluindo plano até 2020;
- permanência de incentivos de desconto de tarifas de uso da rede, por produtor e consumidor, até 2020;
- criação de planos para implementação de mercados de incentivo à baixa emissão de carbono, até 2020, considerando obrigação mínima de contratação por consumidor e fixação de compra de lastro para expansão;
- descomissionamento de térmicas a óleo combustível mais poluentes;
- retirada das barreiras econômicas à entrada no segmento de geração, principalmente para as empresas brasileiras com controle estrangeiro;

- descontos tarifários racionalizados, custeados principalmente com a CDE, e substituição do TUST e TUSD para as fontes incentivadas pela valorização dos atributos dessas fontes relacionadas à baixa emissão de carbono;
- RGR destinada para transmissão, desde que haja desistência de ações judiciais anteriores a 2000, aditamentos e extensão de prazos;
- alteração de base de cálculo para penalidades às distribuidoras, proporcionalmente à receita efetiva, expurgando a mera arrecadação;
- recursos de P&D destinados a centros de pesquisa cadastrados pelo MME;
- modernização do mercado regulado, com tarifação de sinal locacional de preço e geração próxima à carga. Remunera fontes pelo mérito de valor que agregam ao sistema ao invés da aplicação de subsídios;
- tarifação diferenciada por horário e pré-pagamento de EE;
- transição do sistema de tarifação binômia para uso de distribuição e transmissão (não volumétrico), incorporando medidas de eficiência energética e mini/microgeração distribuída;
- incentivos alocados à instalação de PFV, evitando que outros consumidores subsidiem os mais ricos;
- contratos de distribuição regidos por quantidade e disponibilidade; e
- eliminação de dispositivo que iniba a concorrência nos certames de energia nova, como o afastamento de empreendimentos outorgados por limitação de preços.

Visão do mercado a respeito da terceira reforma

Em visão alternativa, apoiada por especialistas do setor, pode-se rever a pauta da terceira reforma nos seguintes termos: *i*) revisão da extensão dos prazos de concessão; *ii*) repactuação do risco hidrológico; *iii*) compensação do gerador pelo deslocamento de operação de hidrelétrica e pelo despacho fora da ordem do mérito, por medida de segurança energética; e *iv*) maior abertura de mercado. A reforma consideraria alterações do marco legal, nos termos a seguir.

1) As usinas do grupo Eletrobras que renovaram as concessões em 2012 por mais trinta anos (14 mil MW de capacidade instalada) e tiveram corte de 70% no preço do MWh, deveriam ser privatizadas, com estimativa de arrecadação R$ 20 bilhões a 50 bilhões, para voltar a praticar os preços de mercado e pagar bônus de outorga. A descontratação de todo o volume de cotas das hidrelétricas – valoradas em R$ 60/MWh – para substituição por contratos de venda por R$ 200/MWh, média de 2016, implicaria aumento de 7% nos valores das tarifas e a arrecadação com a outorga deveriam abastecer o Tesouro Nacional, a CDE e o programa de universalização, em partes iguais.

2) A alocação de risco hidrológico, que obriga as geradoras a produzirem menos que o contratado para manter os níveis dos reservatórios, deveriam determinar os preços de mercado, repercutindo nos valores de arrecadação com outorgas. O conceito de expurgo da geração fora de ordem de mérito (GFOM) retiraria a responsabilidade dos geradores pelo risco componente do GSF, em contraposição aos 5% de exposição das geradoras. As geradoras que não aderiram ao seguro correspondente ao risco hidrológico proposto pelo governo no fim de 2015, cuja inadimplência está na ordem de bilhões de reais, poderiam negociar a extensão de concessão, caso as empresas desistissem das ações judiciais.

3) O regime de cotas da Chesf (10,6 GW) e de Furnas (4,6 GW) deveria tender para a isonomia com relação à Companhia Energética de São Paulo (CESP), Companhia Paranaense de Energia (Copel) e Companhia Energética de Minas Gerais (Cemig), que declinaram da renovação das concessões, com consequente redução de capacidade instalada, para reversão de recursos ao Tesouro Nacional e posterior reforço à Eletrobras. O tratado que regula a usina de Itaipu Binacional, com vencimento para 2023, também deveria passar pelo processo de descotização, ampliando o leque de comercialização para além do mercado regulado e passando a vender parte da energia no mercado livre.

4) Assim como as geradoras hidrelétricas, as energias solar e eólica deveriam ter computados os gastos para compensar a intermitência por falta de água, vento ou luz solar, calculados ao longo da vida útil das instalações e incorporados aos custos nivelados. Paralelamente, a ampliação do mercado livre favoreceria a entrada de consumidores a partir de 75 KW.

Avaliação

Preliminarmente, cabe destacar um curioso dado extraído dessa modesta revisão das reformas que marcaram o segmento de EE até aqui. Foi necessária a pesquisa de cerca de vinte leis, desde a década de 1990, o que parece espelhar a complexidade na resolução das questões que afligem o setor.

Sobretudo, o momento é de reavaliação e representa uma oportunidade única para refletir intensamente sobre a mudança do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), de forma a habilitar o país a participar das profundas transformações em curso por todo o mundo. O ambiente estabelecido após a MP 579 de 2012 tem um caráter ambíguo, pois do alegado poder devastador, deixado pela busca da correção de rumo em direção à modicidade tarifária, pode emergir, de forma mais madura, a correção do modelo a serviço de uma terceira fase da reforma. O sistema de cotas oferece a alavanca para

uma nova rodada de licitações que poderá servir para ressarcir parcialmente os cofres públicos e revitalizar o sistema.

O volume de energia envolvido na medida provisória de 2012 correspondeu à capacidade geração de 25 GW, sendo 9,7 GW em concessões vencidas e não renovadas e 15,3 GW em concessões vencidas e renovadas, segundo avaliação da Voith. Ambas as opções tiveram direito a indenizações, mas as empresas discordantes passaram a vender/liquidar no MCP, enquanto as usinas ajustadas ingressaram no regime de cotas, com remuneração de operação e manutenção, denominada Receita Anual de Geração (RAG). O volume de energia fora da contenda seria equivalente a 72,7 GW. Em termos de energia firme, dos 11,8 GWm, cuja renovação era esperada pelo governo, apenas 7,8 GWm foram renovados. A dívida criada no biênio 2012-2013 aproximava-se de R$ 60 bilhões, apenas no segmento de geração.

Para o professor Adilson Oliveira, da UFRJ, a venda de cotas das geradoras da Eletrobras para compensar as perdas passadas com a gestão deficiente dos reservatórios resultará em repasses crescentes de preços aos consumidores. O problema deverá se repetir no futuro e exigirá uma reavaliação do conceito de *energia assegurada*,[11] que maximiza a capacidade instalada das usinas, eliminando o risco de racionamentos nos períodos de seca. A justificativa para o regime cartelizado na gestão dos reservatórios seria a relação benefício/custo vantajosa. Entretanto, os ganhos financeiros com a venda da energia hídrica, em períodos chuvosos, têm sido menores do que os gastos com a compra de energia térmica, nos períodos secos. O dilema do ONS passou a ser despachar hidrelétricas, evitando acionar as térmicas no período chuvoso, o que implica em acionamento dessas no período seguinte de seca. A solução, segundo o professor, passaria por abandonar a oferta de energia assegurada dos contratos de concessão.

O engenheiro Ildo Sauer, ex-diretor na Petrobras e atualmente professor da USP, é voz destoante com relação ao modelo de acionamento de térmicas para suprir a intermitência das renováveis, alegando que o sistema favoreceu a transferência de R$ 12 bilhões a R$ 15 bilhões, das empresas estatais para as empresas privadas, entre 2003 e 2010. As comercializadoras pagavam R$ 18/MWh pelo PLD das geradoras estatais descontratadas em 2005, quando os ganhos foram estimados em R$ 2,4 bilhões. O

11. A energia assegurada é a máxima produção de energia que pode ser mantida quase que continuamente pelas usinas hidrelétricas ao longo dos anos, simulando a ocorrência de cada uma das milhares de possibilidades de sequências de vazões criadas estatisticamente, admitindo certo risco de não atendimento à carga, ou seja, em determinado percentual dos anos simulados, permite-se que haja racionamento dentro de um limite considerado aceitável pelo sistema. Na regulamentação atual, esse risco é de 5%, segundo a Aneel.

planejamento equivocado que vem determinando o acionamento de térmicas teria implicado em gastos agregados de cerca de R$ 110 bilhões.[12]

Os especialistas do Grupo de Estudos do Setor Elétrico (Gesel-UFRJ), liderados pelo professor Nivaldo Castro, apontam três problemas estruturais na comercialização de energia: *i*) a formação de preços no curto prazo, decorrente das disfuncionalidades do PLD altamente volátil e descolado dos custos da produção de EE; *ii*) o elevado risco sistêmico, que induz consumidores a contratar no longo prazo para fugir das variações de curto prazo, o que repercute em riscos financeiros para a geração efetiva; e *iii*) a ausência de um sistema robusto de pagamentos e garantias, com modelo de compartilhamento de risco de inadimplência entre credores. Entre as propostas elaboradas pelo grupo, a principal refere-se à utilização da infraestrutura do Sistema de Pagamentos Brasileiro, regulado pelo Bancen, para aperfeiçoar a cadeia de pagamentos da comercialização da EE no atacado.

O fato é que a conjuntura tem impacto relevante para os consumidores em período de recessão econômica. Entre 2014 e 2017, a tarifa média de EE no Brasil apresentou alta de 31,5%, segundo estudo da Abrace. Em 2017, a variação média para o segmento residencial da região Norte foi de 44,04%, do Centro Oeste 41,09%, do Nordeste 33,09%, do Sudeste 30,5% e do Sul 28,09%. A inflação acumulada para o período foi de 28,86%, segundo o IBGE. A expectativa do mercado para o ano de 2018 é de mais 15% de aumento, por conta do risco hidrológico, ultrapassando 45% no acumulado.

Portanto, ao recapitular os itens mais polêmicos das leis que marcaram as fases anteriores das reformas, a proposta atual procede em aproximações sucessivas para tentar uma transição mais suave da conjuntura, corrigindo pontualmente esses regramentos, principalmente, para mitigar os prejuízos dos incumbentes do sistema. Entretanto, os gestores reconhecem que a solução para a judicialização virá de forma definitiva com a entrada de energia nova e renovável no setor elétrico. Uma vez que a geração eólica, biomassa e solar passe a ser despachável para o SIN, o acúmulo de água nos reservatórios terá sua relevância atenuada, sendo a contribuição mais significativa àquela da usina de reversão, que armazena massivamente para compensar a intermitência imediata.

É improvável que as soluções apresentadas acima sejam de fácil implementação no curto prazo, pois requerem amadurecimento em múltiplas vertentes, como será demonstrado nos itens seguintes.

12. VENDA da Eletrobras é proposta ufanista e ineficaz, diz Ildo Sauer. *Valor Econômico*, 29 ago. 2017.

Ponto 1 – saneamento de passivos

A saúde econômico-financeira dos operadores do SEB é elemento focal de alerta e monitoramento permanente de gestores públicos e privados.

Endividamento das distribuidoras (R$ 21 bilhões) e inadimplência dos consumidores

A auditoria operacional do TCU (TC nº 030.656/2015-0) mostra o contexto deixado pela série de políticas implementadas no setor elétrico, agravadas pela situação econômica do país. Alguns pontos foram aqui destacados: *i*) o baixo nível de investimento necessário à expansão do sistema, principalmente, em transmissão de energia; *ii*) a inadimplência dos consumidores; e *iii*) o aumento do custo da exposição involuntária das distribuidoras, devido à intensa migração dos consumidores para o mercado livre. Ademais, o TCU faz um relato das circunstâncias que levaram a esta situação:

- os leilões de 2012 evidenciaram a redução dos empreendimentos em transmissão, com três lotes desertos, correspondendo a R$ 480 milhões em investimentos;
- o mercado de energia crescia 4%, em 2014, estando as distribuidoras expostas ao PLD de R$ 822/MWh, considerado bastante elevado;
- a exposição das distribuidoras com subcontratação de 3 GWh, em 2014, fez com que o governo providenciasse empréstimo correspondente a R$ 21 bilhões, a ser cobrado dos consumidores;
- o impacto tarifário seria diferido, mas foi avaliado pelas receitas de fornecimento de energia de todas as distribuidoras, que corresponderam a R$ 135 bilhões, em 2015;
- o leilão de transmissão de 2015 teve onze lotes ofertados, revelando baixa competitividade, com apenas um interessado por lote, na maior parte dos casos;
- o consumo de energia caiu 1,8%, em 2015, ante previsão de crescimento de 4%;
- o PLD de R$ 30/MWh nos submercados fez com que os consumidores cativos migrassem para o mercado livre, entre 2015 e 2016;
- as distribuidoras passaram subitamente da situação de subcontratadas para sobrecontratadas, em cerca de 10% do volume exigido pelos consumidores, em 2016, sendo que a legislação autoriza repasse de apenas 5% desse excesso como custos para as tarifas dos consumidores; e
- a situação dos leilões de transmissão foi se agravando gradativamente, até chegar ao esvaziamento de 64% dos lotes e 51% dos investimentos, correspondendo a R$ 12 bilhões, em 2016.

Concluindo o relatório, o TCU deixa claro que as dificuldades financeiras e a inibição na capacidade de investimentos ocorreram devido a três fatores principais: *i)* às perdas operacionais de EE; *ii)* à inadimplência de consumidores; e iii) à sobrecontratação de energia, efeito da migração de consumidores cativos do ACR para o mercado livre.

Os custos de modernização da rede de distribuição para processar a geração distribuída é outro assunto que merece atenção, pois tem duplo impacto sobre as empresas distribuidoras, tanto de aumento de investimentos em tecnologia quanto em diminuição do consumo. Em compensação, poderá ocorrer o adiamento na ampliação da capacidade instalada da geração centralizada e a minimização do esforço de distribuição geral da eletricidade, devido à geração e ao consumo realizados localmente. Ademais, os consumidores que continuarem a depender do sistema convencional, sem investir na geração distribuída, poderão ver a tarifa de EE majorada ao longo do tempo.

As distribuidoras alimentam a expectativa de que a ANEEL reconheça a exposição e repasse os 6,6% excedentes para as tarifas, até que ocorra normalização prevista para 2022. As empresas são remuneradas pela contratação de 95% a 105% da demanda, pelas regras atuais, com permissão para repasse dos custos de aquisição nos leilões para as tarifas. A Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (Abradee) estimava que sobras contratuais seriam de 7% no decorrer de 2017.

Na realidade, em 2017, houve sobra de contratação de energia no mercado (7 GW) das distribuidoras, fato que deve estender-se até 2019. Essa sobrecontratação supera 110% (média normal é de 103%) ou correspondente a 5 GW. A exposição involuntária se deve em boa parte à retração da economia e diminuição do consumo, mas também encontra explicação na migração dos grandes consumidores para o mercado livre devido à elevação das tarifas nos últimos anos.

O fundo RGR, cobrado na conta de energia para eventuais compensações à exposição, deixou de receber depósitos da Eletrobras, entre 1998 e 2011. A ANEEL autorizou o abatimento da dívida da Eletrobras por meio da venda de distribuidoras, pois os recursos foram utilizados na aquisição do controle das concessionárias dos estados, ainda na década de 1990. Entretanto, a dívida da estatal com o fundo seria tão mais alta, estimada em cerca de R$ 10 bilhões, que justificou a transferência do RGR para a CCEE.

Sendo assim, mecanismo utilizado pelo governo para mitigar a sobrecontratação das distribuidoras tem sido a renegociação bilateral ou utilizando o MCSD de Energia

Nova, que permite a descontratação, o cancelamento ou adiamento, dos projetos de geração com problemas de execução ou atraso, respectivamente. A movimentação do volume cancelado esteve próxima de 1,3 mil MW, entre 2016 e 2018, sendo um quarto de intercâmbio entre distribuidoras e três quartos de cancelamento de compras. A redução das garantias físicas das distribuidoras em igual volume ajuda na reorganização do setor.

O MCSD entrou em operação na CCEE em 2005 com o objetivo de permitir às distribuidoras ajustar as diferenças nos contratos CCEARs, decorrentes de energia existente, em três situações: *i*) perda de grandes consumidores, quando passam ao mercado livre; *ii*) acréscimo aos contratos celebrados antes de 16 de março de 2004; e *iii*) por outros desvios de mercado.

Indenização às geradoras (R$ 61 bilhões) e às transmissoras (R$ 62,2 bilhões)

O relatório de auditoria operacional do TCU, TC-011.223/2014-6, apresentou os impactos da fase intermediária da segunda reforma sobre o sistema elétrico brasileiro. O primeiro impacto, aqui destacado, refere-se ao fato de que após a MP nº 579/2012 foram editadas mais sete MPs e seis decretos para regulamentar a matéria. Desse relatório do TCU, buscou-se extrair apenas os principais pontos relacionados ao tema indenização, que apresenta a seguinte visão:

- em 2012, foram prorrogadas as concessões de geração e transmissão que expiravam entre 2015 e 2017;
- em troca, as empresas seriam indenizadas pelos ativos não amortizados e aceitariam receber tarifa para cobertura somente de custos de manutenção e operação das concessões;
- para conseguir tarifas 20% mais baratas, reduziu-se o total de encargos de CCC dos sistemas isolados, parte da RGR e 75% das cotas da CDE;
- o aporte à CDE seria feito pelo Tesouro Nacional, lastreado em recebíveis do serviço da dívida de Itaipu;
- a falta de chuvas, em 2012, obrigou o acionamento das termelétricas em tempo integral;
- a adesão das geradoras ao processo de antecipação de renovação das concessões foi parcial;
- tais instabilidades trouxeram desequilíbrio para as contas do setor;
- reforços de empréstimos foram contratados com treze bancos para cobrir a exposição das distribuidoras;

- subsídios foram aumentados por MPs à CDE, correspondendo: *i*) à universalização e a tarifa social, desde 2002; *ii*) às fontes alternativas – PCH, eólica, térmicas a gás e biomassa –, desde 2003; *iii*) à exposição ao risco hidrológico dos contratos de cota de garantia física, em 2013; *iv*) à exposição involuntária ao montante não recontratado e a não realização de leilão A1; *v*) ao encargo pelo acionamento das térmicas fora da ordem do mérito, por decisão do CMSE; e *vi*) às despesas com o encargo de serviços do sistema e energia comprada para revenda;
- as regras de rateio do Encargo de Serviço do Sistema por Segurança Energética (ESS-SE) foram alteradas pelo CNPE, para cobertura de parte dos custos pelo acionamento das termelétricas, via CDE; a redução de despesa prevista inicialmente pela MP nº 579/2012 era de R$ 21,7 bilhões, correspondente a desconto de 20% na tarifa, mas somente R$ 16,8 bilhões foram alcançados (geração = R$ 4,2 bilhões, transmissão = R$ 5 bilhões e encargos tarifários = R$ 7,6 bilhões);
- novo aporte do Tesouro Nacional teria sido necessário para cobrir a diferença;
- os contratos de comercialização, na maioria relativos às concessões de 8.600 MWm, venceriam no final de 2012;
- aumentos de tarifas, que deveriam ter sido repassadas em 2013, foram postergados para 2015;
- o recolhimento de cotas da CDE foi adiado em até cinco anos;
- a CCEE ficou encarregada de financiar o novo encargo para cobrir os custos da exposição involuntária e da disponibilidade termelétrica, pela Conta ACR;
- a revisão extraordinária de tarifas levou à redução de 21% para consumidores industriais e 18% para consumidores residenciais;
- a diminuição de tarifa não se sustentou nos reajustes de 2013 e 2014, devido ao acionamento das térmicas mais onerosas em período de baixo estoque de energia nos reservatórios;
- os custos da mudança pela antecipação das concessões foram de R$ 61 bilhões, no balanço de contas da Eletrobras;
- as indenizações de R$ 1,48 bilhão das empresas que aderiram à medida não foram pagas, além do corte no orçamento no valor correspondente a R$ 2,2 bilhões; e
- atrasos sistêmicos dos compromissos assumidos pela CDE corresponderam a R$ 7,7 bilhões de contas a pagar entre dezembro de 2013 e junho de 2014.

O relatório do TCU faz um alerta a respeito do uso oportunista do MRE, que ao invés de mitigar riscos estaria exacerbando riscos. Isso porque, em 2013, houve prorrogação na sazonalização de dezembro de 2012 para fevereiro de 2013, permitindo

que as usinas geradoras declarassem sazonalização quando já conheciam o valor do PLD = R$ 500/MWh, considerado elevado. Dessa forma, agentes alocaram volumes de energia a mais que o normal para o período, objetivando a obtenção de lucros financeiros. Em 2014, a incoerência foi corrigida, mas os ganhos mantidos.

A descontratação, fruto da não adesão às renovações de concessões, gerou exposição involuntária pela falta de contratação do montante de energia necessária. O fato implicou violação da Lei nº 10.848/2004, que determina que todos os agentes, cativos e livres, estejam totalmente contratados. As distribuidoras passaram ao risco de insolvência, pois sem contratação integral de carga ficaram reféns dos elevados PLDs de curto prazo.

O MME suspendeu o leilão anual de novembro de 2012, pois julgava que contava com 11.385 MWm de lastro para ser alocado às distribuidoras por meio de cotas, quando somente 8.500 MWm seriam necessários para reposição contratual. Contudo, desconhecia a intenção de não adesão à renovação de concessões por parte de algumas geradoras. Resultado, as concessionárias ficaram descontratadas em 2.053,8 MWm. Em junho de 2013, o leilão de energia existente foi finalmente realizado, mas não conseguiu despertar o interesse das geradoras e as distribuidoras continuaram descontratadas.

Os custos de exposição involuntária foram se avolumando, com a descontratação por não adesão à renovação e pelo risco hidrológico, que obrigava as distribuidoras a recorrerem ao mercado de curto prazo. Na iminência de insolvência das distribuidoras, as três geradoras discordantes – Cemig, CESP e Copel – venderam energia no curto prazo e obtiveram lucros acima dos 700%, correspondendo a R$ 2,2 bilhões em 2013 e R$ 3,4 bilhões em 2014, enquanto, em 2012, os ganhos eram da ordem de 436 milhões.

O tamanho do desequilíbrio de mercado foi atestado pela variância de preços, com geradoras vendendo energia a R$ 33/MWh, enquanto outras vendiam por R$ 822/MWh, entre 2013 e 2014. O desvirtuamento do MRE e do PLD ficou evidente, pois estavam sendo utilizados para comercialização de uma sobra deliberada de energia e não para compartilhamento de riscos e a liquidação de diferenças.

A Conta ACR, em 2014, cobriria despesas das distribuidoras com a exposição involuntária ao mercado de curto prazo e o acionamento das térmicas contratadas por disponibilidade. A CCEE contrataria operações de crédito para custear a Conta ACR, no valor de R$ 17,8 bilhões, mais custos financeiros, corresponderiam a R$ 26,6 bilhões. Estes valores seriam cobrados na tarifa de EE, via CDE, entre 2015 e 2017.

Segundo o TCU, a *holding* Eletrobras foi afetada pela MP nº 579 em 47% dos ativos de geração e 92% dos ativos de transmissão, sendo a Chesf a mais atingida com 9.213 MW renovados antecipadamente. O segmento de transmissão de Furnas teve 20.746 km renovados. No período entre 2012 e 2013, os prejuízos da Eletrobras chegaram a R$ 13 bilhões, enquanto o seu preço de mercado caiu de R$ 26,5 bilhões para R$ 9,7 bilhões, entre 2011 e 2014. Os gestores lançaram Programas Incentivados de Demissão (PID) ao custo de R$ 2,4 bilhões que representariam economia anual de R$ 1,2 bilhão.

Renovadas as concessões em 2012, a questão técnica passou a ser o foco da discussão e, mais especificamente, os baixos valores de PLD, mesmo quando do acionamento das termelétricas. Sendo assim, o CNPE determinou a internalização dos mecanismos de aversão ao risco nos modelos Newave e Decomp. Essa medida afetou cálculos do CMO, do PLD e do rateio de custos pela geração térmica, despachada fora da ordem do mérito e cobrada via ESS-SE.

O ESS-SE, antes cobrado dos consumidores livres e cativos, passou a ser cobrado também dos geradores e comercializadores, além de parte desse pagamento ter sido transferido para a CDE. Inconformados com o rateio, geradores e comercializadores judicializaram a questão. As liminares pela suspensão da cobrança de 54 ações judiciais foram bem-sucedidas, representando aproximadamente R$ 2 bilhões em valores não repassados a ESS-SE, na época. Outros R$ 870 milhões repassados poderiam ser revertidos aos agentes do setor.

Com relação à transmissão, houve adesão total das empresas à renovação de concessões. A Receita Anual Permitida (RAP) passou de R$ 9,2 bilhões para R$ 3,7 bilhões e os ativos não amortizados foram indenizados por R$ 12 bilhões. Porém, a Abrate apresentou um conjunto de pendências, tais como: *i*) da parcela variável pós-2012; *ii*) investimentos em melhorias e instalações; e *iii*) formas de pagamento dos novos investimentos. O MME argumenta que, caso a MP nº 579 não tivesse sido editada, as concessionárias (geradoras e transmissoras) teriam renda adicional de R$ 191 bilhões, em cima de ativos já amortizados ou depreciados, ao longo de trinta anos.

Concluído o entendimento do TCU, no relatório de 2014, verificou-se que a situação das transmissoras permaneceria pendente. Em fevereiro de 2017, a ANEEL definiu o valor das indenizações em R$ 62,2 bilhões e autorizou que o custo fosse repassado aos consumidores de baixa tensão, até 2025. O impacto esperado será entre 5% e 7%, a depender de outros fatores como tributação estadual, preço da energia de Itaipu, subsídios, variação do dólar etc. Por seu turno, nos setores de alta tensão, as tarifas de transmissão devem aumentar 10%, o que tem sido objeto de questionamentos.

O documento mais recente recuperado, a NT nº 23, de 16 de fevereiro de 2017, da ANEEL, estabelece os procedimentos e critérios para cálculo do custo de capital a ser adicionado à RAP das transmissoras, que deverá ser repassada aos consumidores. O RAP de R$ 5 bilhões será adicionado no ciclo 2017/2018. O custo de capital (ativos, remuneração e depreciação) apurado para o período de 2013 a 2017 foi de R$ 35,2 bilhões e o RAP de 5,8 bilhões, para as concessionárias CEEE, Celg-GT, Cemig-GT, Chesf, Copel-GT, CTEEP, Eletronorte, Eletrosul e Furnas.

Risco hidrológico e mecanismo de realocação de energia

A CCEE minimiza a exposição ao risco hidrológico do sistema hidrelétrico, com a transferência de produção física entre os operadores, proporcionalmente às respectivas garantias dadas em participações. O MRE, mecanismo utilizado para esse fim, realoca o excedente dos participantes que geram além das garantias físicas para os que geram abaixo. Os ajustes são realizados no âmbito da CCEE, mas o montante total de energia produzido tende a ser estável, repartindo ganhos e minimizando perdas.

O fator de ajuste do MRE para o risco hidrológico é o *Generation Scaling Fator* (GSF), que representa a relação entre a energia geral gerada e a garantia física total agregada. Havendo sobra de energia, com GSF > 1, essa é rateada entre os integrantes do MRE, na proporção das *Garantias Físicas Hidrelétricas* (GFHs*)*, para comercialização no mercado secundário pela tarifa de otimização. Caso GSF < 1, a falta de energia também é dividida pelos geradores do sistema, havendo liquidação no mercado de curto prazo ou recorrendo à proteção contra variações de energia.

As tensões sofridas pelo MRE, relacionadas por Brito (2016) em tese de mestrado, mostraram a vulnerabilidade do sistema, especialmente agravada pela crise hídrica, sendo estas:

- a perda de capacidade de regularização plurianual dos reservatórios;
- o descasamento entre procedimentos operacionais do ONS, como o despacho fora da ordem do mérito e os critérios planejados pelo SIN para atender a demanda;
- o custo de combustível elevado para operação das térmicas;
- as indefinições quanto à metodologia de cálculo dos preços teto e mínimo do PLD e determinação dos custos dos *deficits* (precificação do risco hidrológico);
- as indefinições quanto às revisões das garantias físicas dos projetos existentes;
- as inúmeras implementações na aplicação dos modelos de otimização;

- o crescimento da energia de reserva proveniente das fontes intermitentes (não despacháveis, como eólica e biomassa) gerada por operadores independentes do cenário hidrológico;
- a ausência de regras para operacionalização e comercialização em situações excepcionais do SIN; e
- a necessidade de importação de energia.

O resultado é a baixa capacidade financeira dos operadores para fazer face ao risco hidrológico e à repactuação. A partir de 2015, as geradoras optaram pela repactuação do risco e tiveram de renunciar às ações judiciais. Ademais, a extensão de outorga para compensação do ativo sem amortização e sem pagamento de prêmio de risco, não poderá contar com a energia de reserva para mitigação da exposição ao risco hidrológico.

Em resumo, Brito (2016) conclui que o MRE pode levar à vulnerabilidade das concessionárias que decidem por repactuação de risco hidrológico. Nas simulações realizadas pelo estudo para testar a fragilidade, o valor presente líquido da liquidação de energia é negativo, em 90% dos cenários analisados, para a UHE que adere à repactuação. A situação contábil financeira piora à medida que o prazo de outorga de venda de energia se prolonga e o impacto de pagamento de prêmios aumenta. Sendo assim, a melhor alternativa é declinar da repactuação.

Certamente o estudo de Brito indica que providências devem ser tomadas para que a função objetiva, que reflete o resultado econômico-financeiro das concessionárias, seja analisada especificamente para cenários de risco hidrológico levando em consideração também as energias de reserva, como as energias renováveis.

Com o crescimento das energias alternativas, remodela-se a estruturação do sistema, que ganha outros componentes de alívio das térmicas já bastante solicitadas no período de estiagem. A complementaridade entre formas de geração de energia tradicionais e renováveis, ou seja, hidro-térmico-eólico-fotovoltaico ocorre no período de maior insolação, aumentando o regime de ventos e intensificando os volumosos colhidos nas lavouras (palha, bagaço de cana etc.).

Outros especialistas corroboram essa análise, pois consideram que parte da solução do problema diz respeito à revisão da garantia física dos contratos de geração das usinas, pendente desde a década de 1990. Sem o recálculo do GSF, a construção de novas hidrelétricas ficaria comprometida, devido à inadimplência bilionária em processo de judicialização. Ocorre que, atualmente, existe uma superestimação da garantia física,

que é a quantidade de energia permitida para venda ao mercado. As UHEs estariam com capacidade abaixo da contratada devido a uma série de elementos técnicos, tais como: assoreamento de rios, defasagem de maquinário etc.

A CCEE estimava que o impacto financeiro[13] previsto para o *deficit* de geração hídrica em cerca de R$ 29 bilhões, em 2018, sendo 66% no ACR e 34% no ACL. As hidrelétricas devem entregar apenas 60% do que foi programado para o período. No ACR, a regulamentação permite a securitização e a transferência do risco hidrológico para o consumidor e no ACL as estratégias de contratações minimizam as exposições ao PLD. A situação da liquidação financeira no MCP, em setembro de 2017, conferia movimentação de R$ 8,3 bilhões contabilizados, com 6.791 agentes, sendo que os valores não pagos foram de R$ 4,6 bilhões, correspondentes às liminares[14] do GSF, acumulados desde março de 2015. Em meados de 2018, a inadimplência teria chegado a 80%, dos R$ 10 bilhões contabilizados.

Os geradores hidrelétricos expostos ao problema da segurança hídrica propõem a retirada das termelétricas do despacho ou Geração Fora da Ordem de Mérito (GFOM), utilizando a energia de reserva (eólica), que deverá chegar a cerca de 10% do parque gerador até 2020. O cálculo estimado do prazo para recuperação do valor do GFOM, os atrasos em obras de transmissão e a aceleração de garantia física corresponderiam à extensão do prazo de outorga. A retirada das liminares judiciais estaria condicionada ao parcelamento dos valores em aberto.

Sobre o GFOM, a ANEEL e o CMSE expressam-se da seguinte forma:

ATA DE REUNIÃO CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico Ata da 179a Reunião

Data: 5 de abril de 2017

(...)

13. O impacto financeiro é a diferença entre a energia gerada alocada do MRE e o total de de garantia física do MRE, valorada pelo PLD.

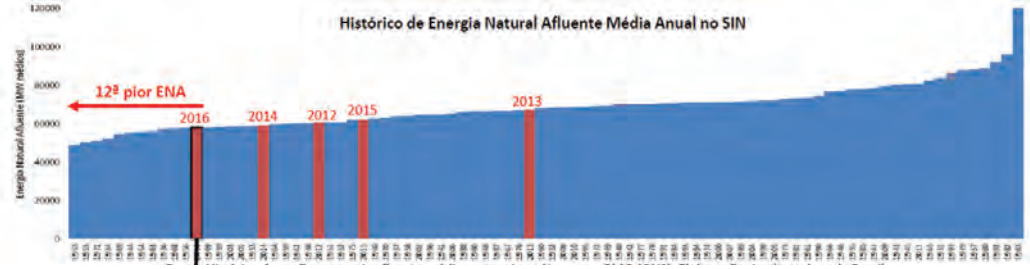
14. Em setembro de 2017, exisiam 163 liminares vigentes em 246 ações judiciais, divididas em três categorias: *i*) limitação do ajuste do MRE a 100% ou 95% de proteção (63 liminares); *ii*) exclusão do rateio do GFS no MRE (54 liminares); e *iii*) divisão de perdas, pagamento integral ou valor existente dos créditos MCP (43 liminares).

> 5. Regulação da Geração Fora da Ordemde Mérito (GFOM)
> 5.1. A Aneel iniciou a apresentação destacando o artigo 2º da Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, que teve nova redação dada pela Lei nº 13.360/2016, como segue: "Art. 2º – A Aneel deverá estabelecer, para aplicação a partir de 2017, a valoração, o montante elegível e as condições de pagamento para os participantes do MRE do custo do deslocamento de geração hidrelétrica decorrente de: I - geração termelétrica que exceder aquela por ordem de mérito; II - importação de energia elétrica sem garantia física." Ata de Reunião CMSE 0030993 SEI 48300.001330/2017-11 / pg. 4 5.2. Este tema foi objeto de Audiência Pública realizada pela Aneel, e, dentre outras questões, tratou da valoração da água deslocada devido ao despacho de térmicas fora da ordem de mérito. Foi destacado o andamento da regulamentação desse artigo no âmbito da Agência e informado que em breve a Aneel deverá deliberar sobre o tema.
>
> (...)
>
> 6. Avaliação de medidas estruturais de sustentabilidade do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)
>
> 6.2. Os membros do CMSE destacaram a necessidade de uma avaliação geral do funcionamento do MRE, tendo em vista que o sistema elétrico brasileiro vem passando por profundas transformações na forma de se operar e de se planejar o suprimento de energia aos subsistemas, como por exemplo, a grande inserção de fontes intermitentes na matriz, usinas a fio d'água, usinas de safra, térmicas com geração de energia sazonal.

A Resolução ANEEL nº 764, de 18 de abril de 2017, estabeleceu o montante de energia elegível, a valoração e as condições de pagamento, para os participantes do MRE, do custo do deslocamento da geração hidrelétrica decorrente de geração termelétrica que exceder aquela por ordem de mérito e de importação de energia sem garantia física. Entretanto, o problema continuaria pendente de providências adicionais, como a alteração das leis nº 12.111/2009 e 10.438/2002. A MP nº 814 de 2017, que tratava do assunto, teve seu prazo expirado e foi substituída pelo PL n° 10.332 de 2018 ou PL nº 77 de 2018 (Câmara dos Deputados e Senado).

O Instituto Acende Brasil apresentou interessante levantamento sobre as condições hidrológicas do SIN e, mais especificamente, sobre a Energia Natural Afluente (ENA). Quando constatou que, o ano de 2016 apresentou a 12ª pior média anual, desde 1931. Trata-se, portanto, de uma série quase nonagenária.

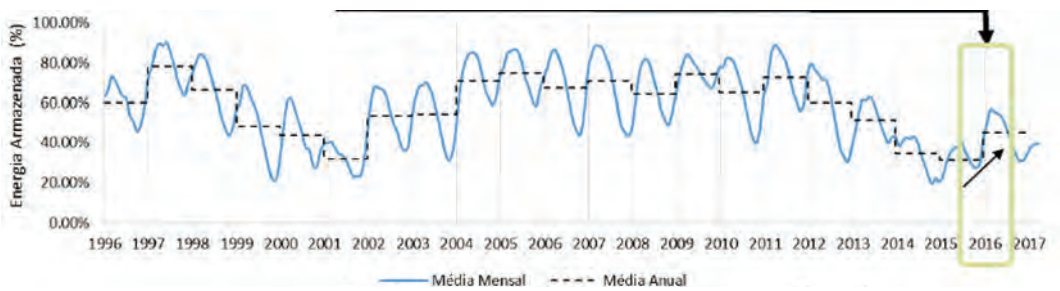
GRÁFICO 4
Histórico com ordenação crescente da vazão de energia natural afluente



Fontes: PMO/ONS e Instituto Acende Brasil.

Outro fato curioso foi que, apesar disso, o mesmo ano apresenta a melhor recuperação em termos de volume represado nos reservatórios.

GRÁFICO 5
Energia armazenada no SIN (1996-2017)
(Em %)



Fonte e elaboração: Instituto Acende Brasil (2017).

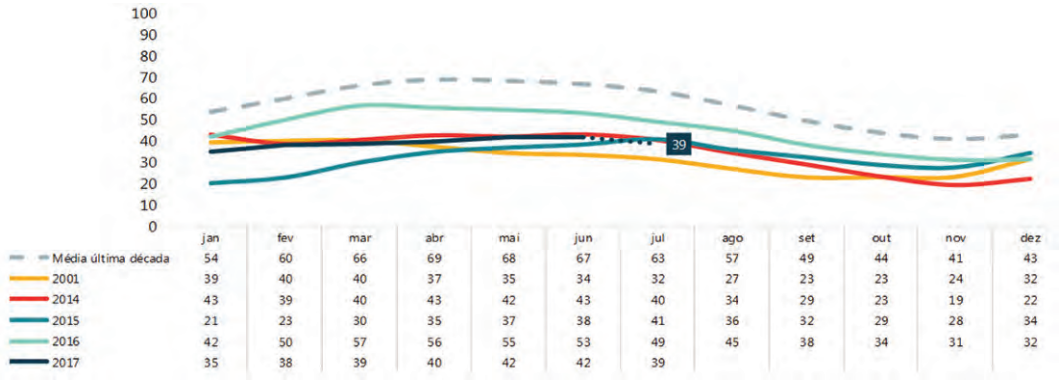
A evolução anual dos níveis de reservatórios no país e nas quatro regiões do SIN, durante os anos de maior relevância para o risco hidrológico, foi elaborada para o Informe Infraestrutura – Energia para a FIERGS e CIERGS, em 2017, com projeções para esse último ano, no gráfico 6. O ano de 2001 foi incluído no conjunto de séries pela representatividade do *blackout*. Observa-se que, em 2014, os reservatórios do país, especialmente enviezados pela região SE/CO, apresentaram níveis ainda mais baixos que em 2001, no final do ano. A exceção fica por conta do NE que vem piorando os níveis de reservação ano a ano, pulatinamente e de forma mais homogênea. O mais surpreendente são os níveis dos reservatórios do Norte, que apresentam marcas abaixo de 20% no período mais desfavorável do ano, com agravamento recente.

GRÁFICO 6

Nível dos reservatórios no Brasil e Grandes Regiões – por mês (2001 e 2014-2017)

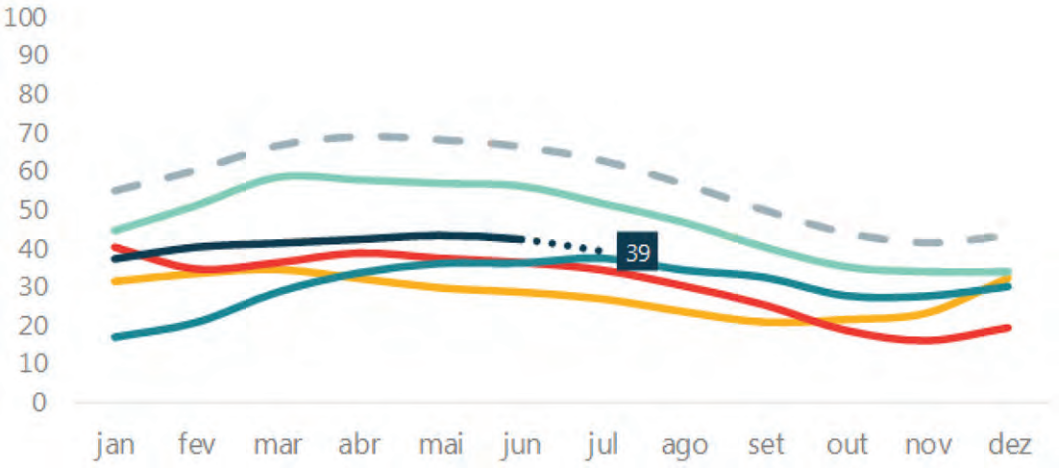
(Em %)

6A – Armazenamento do SIN

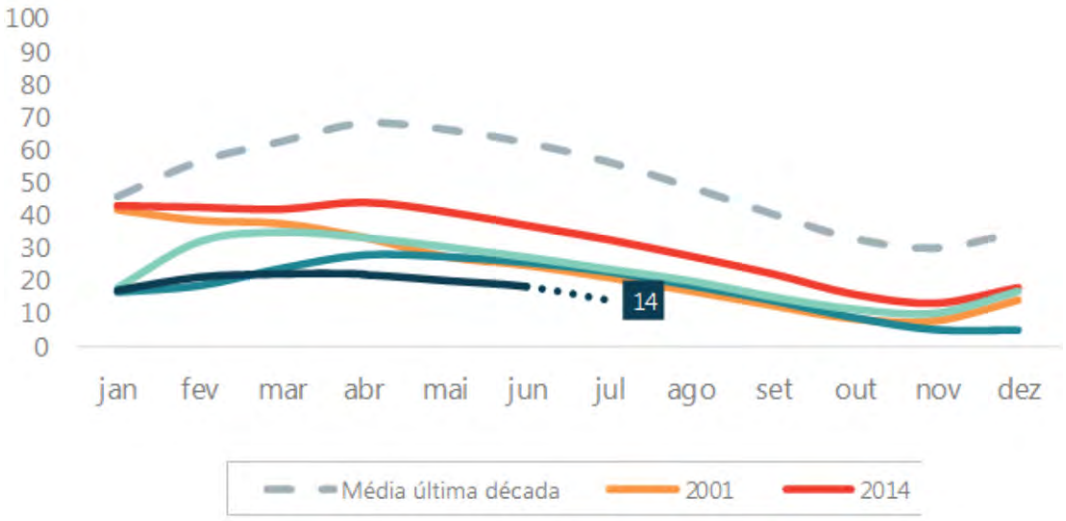


	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
Média última década	54	60	66	69	68	67	63	57	49	44	41	43
2001	39	40	40	37	35	34	32	27	23	23	24	32
2014	43	39	40	43	42	43	40	34	29	23	19	22
2015	21	23	30	35	37	38	41	36	32	29	28	34
2016	42	50	57	56	55	53	49	45	38	34	31	32
2017	35	38	39	40	42	42	39					

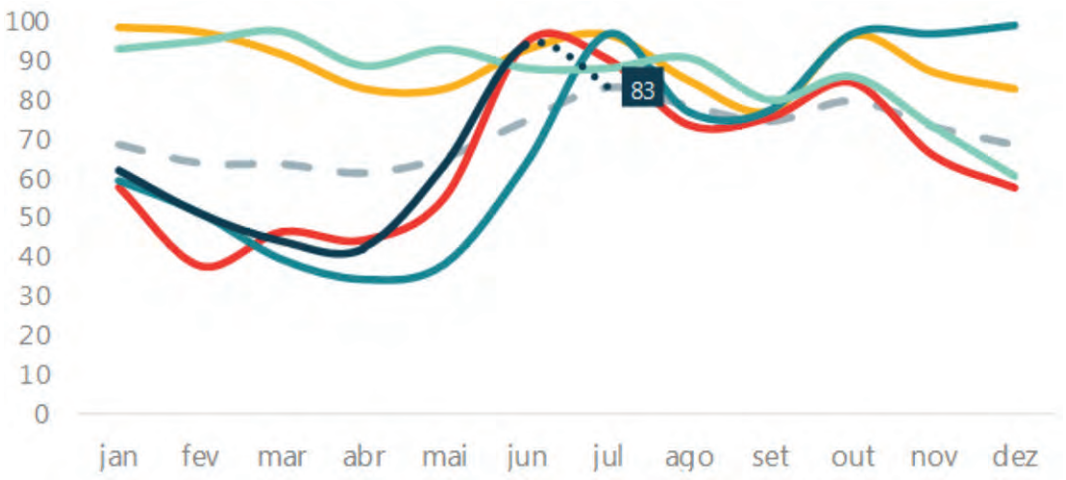
6B – Sudeste/Centro-Oeste



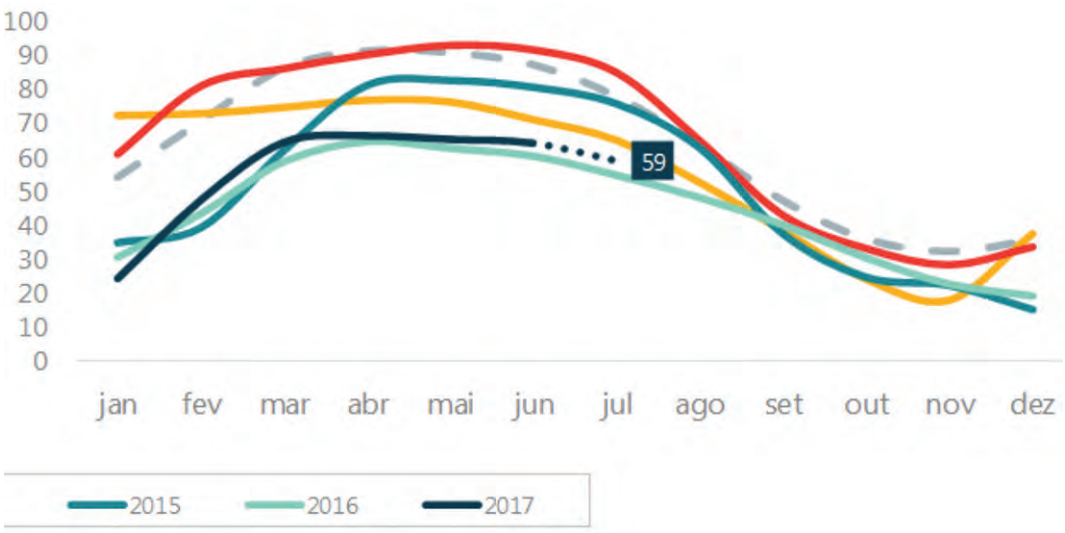
6C – Nordeste



6D – Sul



6E – Norte



Fonte: Informe de Infraestrutura – Energia, FIERGS/CIERGS, 6 jul. 2017, com base no ONS.

GRÁFICO 7
Nível dos reservatórios durante julho (2000-2018)
(Em %)

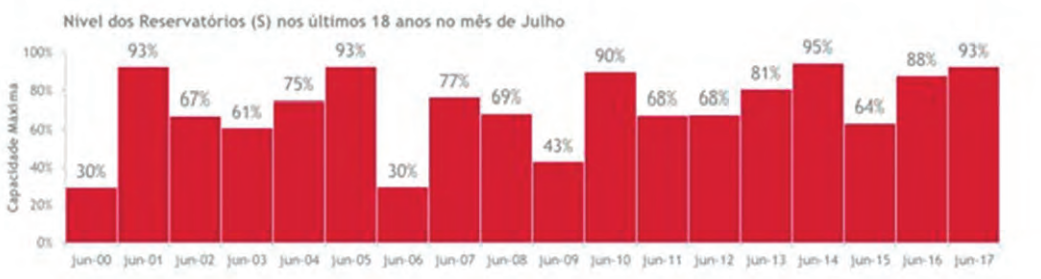
7A – Nordeste



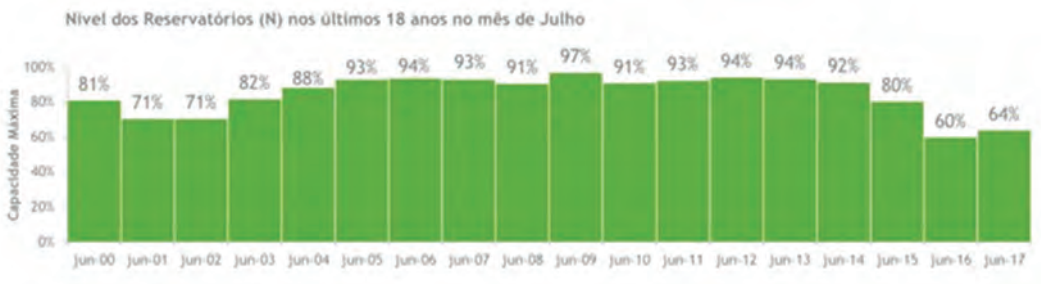
7B – Sudeste/Centro-Oeste



7C – Sul



7D – Norte

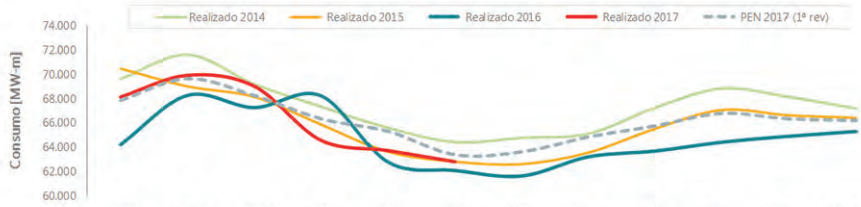


Fonte: Panorama COMERC. Disponível em: <goo.gl/PNG7Pa>.

Em 31 de julho de 2018, o ONS apresentou a atualização dos níveis dos reservatórios com as seguintes médias regionais percentuais e respectiva capacidade máxima de armazenamento (MW/mês): *i*) subsistema Sudeste/Centro-Oeste com 34,23% e 203.343 MWm; *ii*) subsistema Sul com 48,86% e 20.100 MWm; *iii*) subsistema Nordeste com 34,94% e 51.809 MWm; e *iv*) subsistema Norte com 67,11% e 15.046 MWm.

Logo a seguir, no gráfico 8, é apresentado o consumo de EE durante o período 2014-2017 (parcialmente), onde observa-se que o período de maior criticidade para o sistema está entre outubro e novembro, devido à relação recorrente e simultânea de baixa oferta com alta demanda de energia.

GRÁFICO 8
Consumo mensal do SIN (2014-2017)
(Em MWm)



	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	acumulado
Realizado 2015	70.506	69.041	68.171	65.891	63.632	62.823	62.621	63.570	65.540	67.095	66.651	66.452	66.677
Realizado 2016	64.187	68.246	67.243	68.220	62.742	62.063	61.611	63.193	63.667	64.397	64.883	65.278	65.450
Realizado 2017	68.117	69.898	69.015	64.573	63.719	62.808							66.355
PEN 2017 (1ª rev)	67.845	69.636	68.247	66.338	65.294	63.364	63.606	64.836	65.750	66.777	66.328	66.198	66.787
Desvio 2017 x PEN	0,40%	0,38%	1,13%	-2,66%	-2,41%	-0,88%							-0,65%
Desvio 2017 x 2016	6,12%	2,42%	2,64%	-5,35%	1,56%	1,20%							1,38%

Fonte: Informe de Infraestrutura – Energia, FIERGS/CIERGS, 6 jul. 2017, com base no ONS.

Newave e Decomp

O modelo de estruturação do mercado nacional de EE é predominantemente hidrotérmico, isto é, a escassez de energia hidrelétrica é compensada pela energia termelétrica. Sendo assim, o balanço da operação, da expansão, da comercialização e das garantias torna-se indispensável para realização dos leilões. Para isso, o planejamento estratégico requer o desenvolvimento de instrumentos de análise probabilística das variações nas afluências de vazões das UHEs no futuro.

As diferenças apuradas, positivas ou negativas, são contabilizadas para posterior liquidação financeira no mercado de curto prazo e valoradas ao PLD, conforme estimativas do *Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Interligados* (Newave), desenvolvido pelo Centro de Pesquisa em Energia Elétrica (Cepel). O programa computacional tem por objetivo otimizar a operação de médio prazo, em até cinco anos com etapas mensais, de subsistemas hidrotérmicos interligados.

A representação agregada do parque hidroelétrico ocorre por meio de sistemas equivalentes, buscando a estratégia de geração hidráulica e térmica com minimização do custo de operação. A metodologia utilizada tem como base a *Programação Dinâmica Dual Estocástica* (PDDE) e o produto gerado é o Plano Energético Anual. As curvas de custo futuro resultantes do modelo alimentam as etapas de curto prazo, demonstrando o impacto da utilização da água armazenada nos reservatórios.

Complementarmente, o modelo de planejamento da operação de sistemas hidrelétricos interligados de curto prazo, conhecido como *Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados no Curto Prazo* (Decomp) tem plano de até doze meses em etapas semanais, lançando mão de cenário de possibilidades de vazões.

Para o médio prazo, o modelo de *Simulação a Usinas Individualizadas de Subsistemas Hidrotérmicos Interligados* (Suishi) desagrega as metas de geração hidráulica para os sistemas equivalentes e simula a energia firme das UHEs. O principal resultado dessa etapa de modelagens são os despachos de geração por usina hidráulica e térmica de cada submercado, o intercâmbio entre regiões e os custos marginais de operação, consubstanciados no Programa Mensal de Operações.

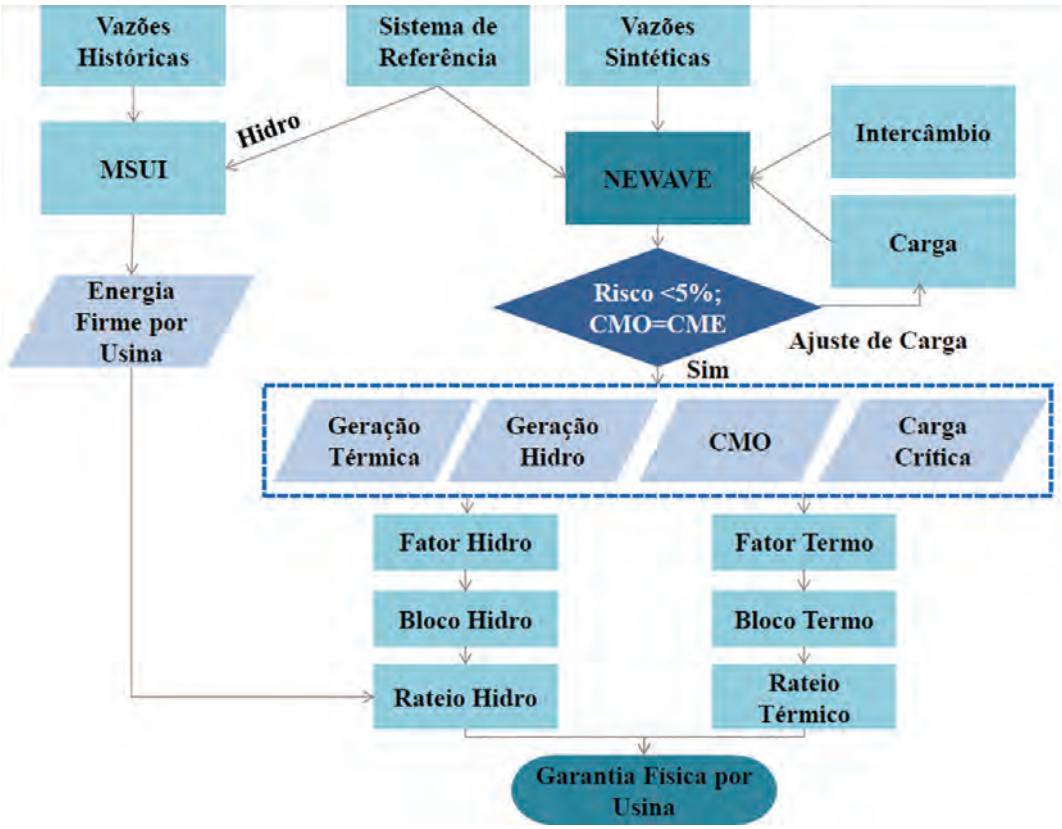
Ademais, a operação diária é determinada pelo *Modelo de Despacho Hidrotérmico Diário* (Dessem), com horizonte semanal em etapas de meia hora, produzindo o Acompanhamento Diário da Operação Hidroenergética. A Eletrobras analisa a operação detalhada do sistema hidrelétrico com o *Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas* (Msui).

As energias firmes das UHEs são calculadas pela EPE e utilizadas no rateio da *Garantia Física Hidrelétrica* (GFH)[15] do sistema nacional. O *Custo Marginal de Expansão* (CME), calculado pela EPE anualmente, é igualado ao *Custo Marginal de Operação* (CMO), com limite de 5% de risco de *deficit* em cada subsistema.

Nesses casos, os custos computados pelos modelos são compostos pelos custos variáveis de combustíveis das usinas térmicas e os custos de interrupção de energia, representados pela penalização dos *deficits* de energia. O estoque de energia é representado pela água armazenada nos reservatórios e o fluxo de energia, pela vazão de água segundo a tendência hidrológica do sistema. Combinações de níveis de reservatórios e de afluência são simuladas, exigindo simplificações como a agregação de reservatórios regionais, correspondendo a um reservatório equivalente. O intercâmbio de energia entre os subsistemas permite a redução do custo operacional e a repartição das reservas, para segurança do fornecimento.

15. Segundo o Decreto nº 2.655 de 1998, as GFHs devem ser revisadas a cada cinco anos ou em caráter extraordinário, sendo que as reduções estão limitadas a 5% e, no máximo, de 10% do valor definido na concessão.

FIGURA 4
Processo de cálculo da garantia física nas UHEs



Fonte: Brito (2016).

Desse modo, o Newave tem quatro funcionalidades principais: *i*) calcula os sistemas equivalentes de energias, cuja agregação de subsistemas com reservatórios e fluxos de vazões afluentes forma o reservatório virtual equivalente em energia e as afluências energéticas equivalentes; *ii*) calcula os parâmetros do modelo estocástico de energias afluentes aos subsistemas para tomada de decisão sobre a operação das térmicas, além de gerar séries sintéticas de energia afluentes para simulações de análise de desempenho; *iii*) determina a política mais econômica para subsistemas equivalentes, com base no PDE, considerando as restrições de vazão, de equipamentos e de gás natural liquefeito (GNL) que abastecem as térmicas; *iv*) simula a operação em diferentes cenários hidrológicos, falhas de operação, variação da demanda; e *v*) calcula custos médios de operação e riscos de *deficit* de energia.

O atual estágio de desenvolvimento do Newave foi examinado no PDE-2026, que avalia como imprescindível o estudo de atendimento horário para a correta simulação de

operação, principalmente devido à crescente inserção das fontes renováveis intermitentes. Os efeitos decorrentes de sistemas agregadores de flexibilização de energia operativa e capacidade de ponta, como baterias de armazenamento, termelétricas de partida rápida e hidrelétricas reversíveis, também precisam estar bem representados no modelo.

Apesar do aumento da capacidade de armazenamento ser uma tendência global, o setor energético brasileiro tem pouquíssimos dados representativos a respeito do tema. Atualmente estima-se que a energia armazenável máxima do SIN esteja 2,6 GW, ou seja, em torno de 1% do total de geração hidrelétrica para 2024. De fato, tomando-se por base casos internacionais, é possível apontar o surgimento de sistemas de baterias com capacidade variando entre 30 MW e 100 MW e potência para operar até 4 horas, como apresentado na seção que trata de tecnologia mais adiante.

Entretanto, o melhor exemplo da capacidade de sobregeração do sistema vem justamente da fonte hidrelétrica, com a reversão dos reservatórios de jusante para montante por bombeamento, que representa 99% da capacidade de armazenamento energético em todo o mundo, segundo a IEA. Adiciona-se aqui a possibilidade de repotenciação das usinas, inclusive com a perspectiva de diminuição dos vertimentos das usinas, também tratada na seção de tecnologia.

Sobre os modelos em voga, o Instituto Acende Brasil (2017) considera que o modelo híbrido nacional de operação centralizada e comercialização descentralizada deve ser reavaliado de forma mais ampla, nos seguintes pontos: *i*) modelagem das UHEs do São Francisco; *ii*) aversão ao risco e custo (CVar) de *deficit*; *iii*) recálculo de PLD; *iv*) revisão da carga; *v*) GSF; *vi*) liminares judiciais; e *vii*) inadimplência no MCP. O modelo Newave tende a subestimar a ENA e superestimar sua variância. Para correção do modelo, seria preciso reduzir em 5% a produtividade das hidrelétricas, com a redução da média e da variância da ENA. A redução da variância implicaria reduzir a geração de energia a partir da fonte térmica, devido à aversão ao risco.

Ponto 2 – desconcentração dos operadores

Desde a primeira reforma, o modelo conceitual mais abrangente de desverticalização da produção de energia implica separação entre geração, transmissão e distribuição. O paradigma teria como meta a desconcentração do mercado objetivando ampliar a competitividade e aumentar a oportunidade de acesso à rede. Contudo, o modelo preconizado passou por reveses, que ainda repercutem no cotidiano dos usuários e agentes do setor.

Estudo recente da FGV (2018a) sobre a mudança de ambiente concorrencial, especificamente no segmento de EE, evidencia que a entrada de capital estrangeiro a partir de 2016 elevou a posição do Brasil no ranking de atração de investimentos, de 7º para 4º lugar, de acordo com a Conferência das Nações Unidas para Comércio e Desenvolvimento (UNCTAD).

O capital estrangeiro triplicou nos últimos três anos, passando de US$ 12 bilhões, com quinze operações de aquisições e fusões envolvendo mais de R$ 80 bilhões em recursos de fora. A participação das estatais estrangeiras teria chegado a cerca de 70% nessas operações, ou 80% em termos de valor das empresas adquiridas. O país de destaque é a China, que investiu cerca de R$ 40 bilhões apenas com a compra da CPFL, em meados de 2016.

O estudo do grau de concentração dos segmentos de mercado foi orientado pelos parâmetros utilizados pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) e apontou que: i) a geração é moderadamente concentrada, com índice Herfindahl–Hirschman (HHI) = 2.015 e Relação de Concentração das quatro maiores empresas do setor (CR4) = 45%, sendo as maiores participações da Engie Brasil e da Eletrobras, com cerca de 30% cada; ii) a transmissão é altamente concentrada, com HHI = 3.468 e CR4=85%, sendo a Eletrobras controladora de mais de 55% do mercado, seguida de Cteep (14%) e Taesa (9%); iii) a distribuição é moderadamente concentrada, com HHI = 1.402 e CR4=63%, com Enel (18,3%), Cemig (17,3%), CPFL (15,1%) e Neoenergia (12,8%), pelos cálculos da FGV.

Geração

No segmento de geração, observa-se certa concentração da oferta de energia, com oito agentes sendo responsáveis por mais de 50% da capacidade instalada do sistema, isto porque a Eletrobras tem controle sobre quatro das empresas representadas. Geralmente, as empresas são responsáveis por vários empreendimentos, às vezes de fontes diferenciadas como hidrelétricos, termelétricos e eólicos, por exemplo.

TABELA 3
Capacidade instalada das principais geradoras elétricas (2017)

Agente	Capacidade instalada (kW)	(%)
Companhia Hidrelétrica do São Francisco	10.615.131,00	7,18
Furnas Centrais Elétricas S/A	9.416.240,00	6,36
Centrais Elétricas do Norte do Brasil	9.199.004,10	6,22
Tractebel Energia (Engie)	7.323.817,73	4,95
Itaipu Binacional	7.000.000,00	4,73
Companhia Energética de São Paulo	6.649.820,00	4,49
Petróleo Brasileiro S/A	6.239.224,60	4,22
Cemig[1] Geração e Transmissão	6.004.832,40	4,06
Rio Paraná Energia – CTG[2] Brasil	4.995.200,00	3,38
Copel Geração e Transmissão	4.929.407,00	3,33
Energia Sustentável do Brasil	3.075.000,00	2,08
AES Tietê	2.652.050,00	1,79
Subtotal	78.099.726,83	52,79
Outras	69.846.010,17	47,21
Total nacional	**147.945.737,00**	**100,00**

Fonte: ANEEL. Disponível em: <goo.gl/yWDK1h>.
Notas: [1] Cemig teve 2.826 MW concedidos em 27 de setembro de 2017.
[2] Potência das UHE de Jupiá e Ilha Solteira, outorgadas à China Three Gorges (CTG) por R$ 13,8 bilhões.

Pela tabela, observa-se de imediato pela denominação das empresas, empregada pela ANEEL, que geração e transmissão andam juntas. O segmento de geração disputa abertamente os leilões de transmissão da ANEEL, pois a legislação não proíbe. O processo de desverticalização entre os segmentos de geração e transmissão tende a ser gradual, à medida que represente retorno para o capital privado. Entretanto, a separação se faz necessária para o segmento de distribuição, conforme Lei nº 10.848/2004.

> Art. 8º
>
> § 5º As concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica que atuem no Sistema Interligado Nacional – SIN não poderão desenvolver atividades:
>
> I - de geração de energia elétrica;
>
> II - de transmissão de energia elétrica;
>
> III - de venda de energia a consumidores de que tratam os arts. 15 e 16 desta Lei, exceto às unidades consumidoras localizadas na área de concessão ou permissão da empresa distribuidora, sob as mesmas condições reguladas aplicáveis aos demais consumidores não abrangidos por aqueles artigos, inclusive tarifas e prazos;

IV - de participação em outras sociedades de forma direta ou indireta, ressalvado o disposto no art. 31, inciso VIII, da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, e nos respectivos contratos de concessão; ou

V - estranhas ao objeto da concessão, permissão ou autorização, exceto nos casos previstos em lei e nos respectivos contratos de concessão.

§ 6º Não se aplica o disposto no § 5º deste artigo às concessionárias, permissionárias e autorizadas de distribuição:

I - no atendimento a sistemas elétricos isolados;

II - no atendimento ao seu mercado próprio, desde que este seja inferior a 500 (quinhentos) GWh/ano e a totalidade da energia gerada, sob o regime de serviço público, seja a ele destinada; e

III - na captação, aplicação ou empréstimo de recursos financeiros destinados ao próprio agente ou a sociedade coligada, controlada, controladora ou vinculada a controladora comum, desde que destinados ao serviço público de energia elétrica, mediante anuência prévia da ANEEL, observado o disposto no inciso XIII do art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com redação dada pelo art. 17 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, garantida a modicidade tarifária e atendido ao disposto na Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976.

§ 7º As concessionárias e as autorizadas de geração de energia elétrica que atuem no Sistema Interligado Nacional – SIN não poderão ser coligadas ou controladoras de sociedades que desenvolvam atividades de distribuição de energia elétrica no SIN.

§ 8º A regulamentação deverá prever sanções para o descumprimento do disposto nos §§ 5º, 6º e 7º deste artigo após o período estabelecido para a desverticalização.

§ 9º As concessões de geração de energia elétrica, contratadas a partir da Medida Provisória nº 144, de 11 de dezembro de 2003, terão o prazo necessário à amortização dos investimentos, limitado a 35 (trinta e cinco) anos, contado da data de assinatura do imprescindível contrato (NR).

O tema desverticalização é delicado para o SEB, devido ao grau de maturidade institucional e econômica ainda incipiente. Prova disso, são as sucessivas portarias editadas pela ANEEL para disciplinar o assunto: *i)* Resolução nº 94, de 1998; *ii)* Resolução nº 278, de 2000; e *iii*) Resolução nº 378, de 2009. Essa última, em vigência, solucionou a questão, pois submete a julgamento do regulador toda e quaisquer negociações que representem ameaça de concentração e infração à ordem econômica.

A desverticalização no segmento de geração tende a avançar futuramente, pois o MME assegurou que os custos imputados ao sistema decorrentes da MP nº 579/2012 seriam amenizados com a relicitação das concessões vincendas entre 2015 e 2017. Dessas licitações ocorridas destacam-se:

- uma UHE – Três Irmãos (807 MW), com receita anual de ativos de R$ 32 milhões, no leilão de 2014;
- vinte e nove UHEs – arrecadação de R$ 17 bilhões, no leilão de 2015, com capacidade instalada total de 6 mil MW, incluindo UHEs Jupiá (1.551 MW), Ilha Solteira (3.444 MW), que representavam mais de 80% da energia ofertada no leilão; e
- quatro UHEs – arrecadação de R$ 12 bilhões, no leilão de 2017, com Jaguará (424 MW), em São Simão (1.410 MW), Miranda (408 MW) e Volta Grande (380 MW).

A regra para comercialização de energia permitiu que 30% do volume total de eletricidade fossem destinados ao mercado livre, a partir de 2017. A remuneração mínima real seria de 8,08% a.a., deduzidos de tributação e o PLD = R$ 142,70/MWh, para a energia não contratada no ACR.

Transmissão

No segmento de transmissão, para que a reforma fosse mais ampla, seria necessária regulação que garantisse o pleno acesso à rede. Além disso, era preciso encontrar interessados na operação desse exigente serviço público de eletricidade. Desde 1999, os leilões contratam de particulares e de estatais a construção e a operação de linhas de transmissão e subestações. A participação privada começou a crescer em 2010, chegando a R$ 11 bilhões em 2015, enquanto o investimento estatal teve seu auge em 2008, estimados em R$ 17 bilhões, com 29 lotes arrematados para transmissão.

As Instalações de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada (ICGs), criadas pelo Decreto nº 6.460 de 2008, cumprem esse papel de enviar energia de diversas origens ao SIN. As ICGs são responsabilidade do Concessionário de Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica, detentor da instalação de rede básica. A conexão, mediante o pagamento de encargo específico, atende centrais de geração a partir de fonte eólica, biomassa ou pequenas centrais hidrelétricas. O decreto permite a formação de condomínio de geradores na contratação de serviços de transmissão de EE. A escolha das ICGs e a seleção dos geradores interessados na conexão são realizadas por chamada pública conduzida pela ANEEL e por meio do

recolhimento de garantias financeiras para o compromisso de contratação do serviço de transmissão prestado pela ICG.

Quanto ao fomento à atividade, desde o Acórdão 288-2016, o TCU vem recomendando reprecificar o valor da Receita Anual Permitida (RAP), tornando os lotes mais atrativos. Contudo, nesse meio tempo, novas usinas geradoras ficaram sem o atendimento das linhas de transmissão, representando restrições de despacho para o sistema. Após a MP nº 579/2012, a participação das estatais nos leilões caiu mais de 30%, cerca de R$ 2 bilhões, até que em 2015 representou apenas 6% dos investimentos.

Desde então, alguma melhoria nas condições de licitações para as novas concessões de transmissão tem sido verificada. Na avaliação do ONS, o aumento da taxa de remuneração dos empreendimentos tem sido gradativo, correspondendo a menos de 1%, no final da década de 1990, 4% na década de 2000 e deverá atingir a média de 8% na década de 2010. Nesse intervalo de tempo, a expansão da rede passou de 70 mil km, no começo dos anos 2000, para 117 mil km, na década e meia que se seguiu. O relatório operacional do TCU, TC 033.940/2015-0, constata essa evolução da taxa interna de retorno com detalhes para quatro leilões, em 2010, de 6% a.a.; 2012 de 5% a.a.; 2014 de 6,64% a.a.; e em 2015, de 8,3% a.a.

A Resolução Normativa da ANEEL nº 729, de 2016, passou a definir os indicadores de desempenho para remunerar as empresas. As concessionárias de transmissão de EE têm seus rendimentos calculados a partir de dois critérios, quais sejam a Parcela Variável (PV) e o adicional à Receita Anual Permitida (RAP). A PV é computada pela disponibilidade do serviço e pelo valor a ser adicionado à receita anual da transmissora, que apresenta desempenho. A RAP é calculada com base nos custos de manutenção e operação, para as operadoras que tiveram concessões renovadas, conforme Lei nº 12.783/2013. Enquanto para as novas instalações, a RAP é definida em leilão, pela menor oferta, sendo paga a partir do início das operações comerciais e repassada à tarifa de energia paga pelo consumidor.

O resultado da escassez de investimentos privados e da concentração no segmento de transmissão é evidenciado na tabela 4, com mais de 50% da infraestrutura de redes pertencentes a subsidiárias da Eletrobras.

TABELA 4
Empresas transmissoras (2014)

Empresa	Receita MM Antes da MP nº 579[1]	Receita MM Depois da MP nº 579[1]	Cobertura (km)	(%)
Chesf/Eletrobras	1.438	591	20.004	15,92
Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (ISA-CTEEP)[2]			18.642	14,84
Furnas/Eletrobras	2.247	694	18.364	14,62
Eletronorte/Eletrobras	1.156	308	11.013	8,77
Eletrosul/Eletrobras	896	447	10.743	8,55
Cemig			9.413	7,49
Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica (CEEE)			6.055	4,82
Copel			2.521	2,01
Outras[3]			28.885	22,99
Total			**125.640**	**100,00**

Fonte: Relatórios das Empresas Transmissoras.
Notas: [1] Eletrobras, data-base de dez. 2012.
[2] ISA-CTEEP adquiriu parte da Taesa, controlada da Cemig com participação da Eletrobras.
[3] A rede de transmissão tem mais de uma centena de titularidades.

Distribuição

No segmento de distribuição, a verificação da meta de desverticalização exige uma investigação minuciosa da participação e dos controles acionários das empresas, num contexto de evolução bastante instável, como pode ser depreendido da coluna de endividamento da tabela 5. As distribuidoras federalizadas, que continuavam vinculadas a Eletrobras até meados de 2018, pertenciam aos estados das regiões Norte e Nordeste: Amazonas, Alagoas, Rondônia, Piauí, Acre e Roraima. Contudo, todas as empresas foram repassadas à iniciativa privada. Outras empresas permanecem sob o controle de governos estaduais como a CEA-Companhia de Eletricidade do Amapá, a CEB no Distrito Federal, CEEE-D no Rio Grande do Sul, Celesc-D em Santa Catarina, Cemig-D em Minas Gerais e Copel-Dis no Paraná.

TABELA 5
Distribuidoras de EE em processo de desverticalização

Empresa	Controle[1]	Fornecimento (GWh)	Receita (R$ milhões)	Limite[2] de endividamento
AES-Eletropaulo SP	Privado	34.494	13.626	6,4 (acima do limite)
Cemig-D MG	Estadual	25.995	11.870	15,9 (acima do limite)
Copel-Dis PR	Estadual	22.299	9.304	10,5 (acima do limite)
CPFL-Paulista SP	Privado	21.086	8.787	4,6 (acima do limite)

(Continua)

(Continuação)

Empresa	Controle[1]	Fornecimento (GWh)	Receita (R$ milhões)	Limite[2] de endividamento
Light RJ	Privado	20.645	10.150	17,0 (acima do limite)
Coelba BA	Privado	17.347	5.969	9,6 (acima do limite)
Celesc-D SC	Estadual	14.926	6.102	5,2 (acima do limite)
Celg-D/Enel GO	Privado	11.697	4.662	17,7 (acima do limite)
Elektro SP	Privado	11.495	5.112	1,8 (sustentável)
Celpe PE	Privado	11.261	4.132	18,6 (acima do limite)
Enel CE	Privado	10.269	3.931	1,8 (sustentável)
Enel RJ	Privado	9.279	4.729	2,3 (sustentável)
EDP-Bandeirantes SP	Privado	8.602	3.942	1,9 (sustentável)
CPFL – Piratininga SP	Privado	8.479	3.959	5,9 (acima do limite)
Celpa PA	Privado	7.993	3.770	(36,7) (insustentável)
CEEE-D RS	Estadual	7.010	3.128	(1,9) (insustentável)
RGE Sul RS	Privado	6.815	2.994	5,1 (acima do limite)
Energisa MT	Privado	6.755	2.982	(19,4) (insustentável)
RGE RG RS	Privado	6.674	2.625	5,5 (acima do limite)
EDP ES	Privado	6.142	2.578	10,7 (acima do limite)
CEB-D DF	Estadual	6.046	2.502	10,3 (acima do limite)
Cemar MA	Privado	6.012	2.465	2,5 (sustentável)
Amazonas Energia/ Consórcio Oliveira/Atem[8] AM	Privado	5.854	2.183	(1,8) (insustentável)
Cosern RN	Privado	4.739	1.628	3,0 (sustentável)
Energisa MS	Privado	4.314	1.928	3,6 (sustentável)
Energisa PB	Privado	3.693	1.317	4,5 (sustentável)
Ceal/Equatoral[7] AL	Privado	3.320	1.278	(4,3) (insustentável)
Cepisa/Equatorial[3] PI	Privado	3.096	1.254	(4,4) (insustentável)
Ceron/Energisa[4] RO	Privado	2.893	1.284	(3,9) (insustentável)
Energisa SE	Privado	2.413	854	4,4 (acima do limite)

(Continua)

(Continuação)

Empresa	Controle[1]	Fornecimento (GWh)	Receita (R$ milhões)	Limite[2] de endividamento
Energisa TO	Privado	2.123	929	9,1 (acima do limite)
CEA AP	Estadual	1.112	303	(36,7) (insustentável)
Eletroacre/Energisa[5] Acre	Privado	923	401	(ND)
Boa Vista/Oliveira Energia[6] RR	Privado	126	136	(ND)
Outras 63		13.957	5.431	
Total		**329.884**	**138.245**	

Fonte: ANEEL – dados, tabela refernte ao exercício de 2016.
Notas: [1] Dados da ABRADEE.
[2] Situação em 2014, segundo dados do TCU; limite da dívida líquida/(ebitda-capex) < 7.
[3] Eletrobras PI (Cepisa), adquirida pela Equatorial Energia em julho de 2018.
[4] Eletrobras RO (Ceron) adquirida pela Energisa em agosto de 2018.
[5] Eletrobras AC (Eletroacre) adquirida pela Energisa em agosto de 2018.
[6] Eletrobras RR (Boa Vista Energia) adquirida pela Oliveira Energia em agosto de 2018.
[7] Eletrobras AL (Ceal) adquirida pela Equatorial Energia em dezembro de 2018;
[8] Eletrobras AM (Amazonas Energia) transferida para Oliveira Energia e Atem Distribuidora em abril de 2019.

Eletrobras

Investigando a questão da verticalização entre geração, transmissão e distribuição foi possível constatar que a Eletrobras tem mais de 170 empresas de Sociedade de Propósito Específico (SPE) participantes da *holding*, incluindo 134 em geração e 38 em transmissão. Cerca de 70 SPEs estão sendo modeladas para venda, com valor contábil correspondente a R$ 2,5 bilhões, segundo o Relatório Anual de 2017. Os detalhes das parcerias pertencentes às controladas Furnas, Chesf, Eletrosul e Eletronorte foram sintetizados abaixo.[16]

1) Eletrosul tem presença nas extensas linhas que escoam energia: *i)* 52,6% na Empresa de Transmissão do Alto Uruguai e *ii)* 25% na empresa Uirapuru Transmissora, sendo 75% da Fundação Eletrosul; *iii)* 49% da Costa Oeste Transmissora; *iv)* 80% da Transmissora Sul Brasileira; *v)* 51% da Transmissora Sul Litorânea; 20% da Marumbi Transmissora; *vi)* 51% da Fronteira Oeste Transmissora; *vii)* 100% da Paraíso Transmissora.
2) Eletrosul participa nos complexos eólicos de: *i)* 75% de Cerro Chato, Cerro Trindade e Ibirapuitã (78 MW*); ii)* 49% de Santa Vitória do Palmar (258 MW); *iii*) 49% Chuí (258 MW); iv) 99,99% de Campos Neutrais (Minuando 1 e 2, Complexo Hermenegildo).
3) Eletrosul participa na geração de hidrelétrica por meio de: i) 40% da ESBR Usina Jirau (3.750 MW); *ii*) 51% de Teles Pires Participações (1.820 MW); *iii*) 49% da Usina Mauá (360 MW).

16. Disponível em: <https://goo.gl/pCb6T7>. Acesso em: 8 ago. 2018.

4) Chesf tem até 49% dos complexos eólicos: i) Sento Sé 1 = 90 MW; Sento Sé 2 = 98,7 MW; Sento Sé 3 = 58,7 MW; *ii*) Vamcruz = 93 MW; *iii*) Serra das Vacas = 90 MW; *iv*) Chapada do Piauí 1 = 205 MW; v) Chapada do Piauí 2 = 170 MW; vi) Pindaí 1 = 68 MW; *vii*) Pindaí 2 = 26 MW; *viii*) Pindaí 3 = 16 MW.

5) Chesf transmissão tem: i) 49% do Sistema de Transmissão do Nordeste (STN) = 546 km; *ii*) 24,5% da Interligação Elétrica Madeira = 2.375 km, *iii*) 49% da Interligação Elétrica Garanhuns = 832 km; e *iv*) 19,5% da Manaus Transmissora = 586 km.

6) Chesf tem parcerias na geração hidrelétrica: i) UHE Dardanelos (24,5%) = 261 MW; *ii*) UHE Jirau (20%) = 3.750 MW; *iii*) UHE Belo Monte e Pimental (15%) = 11.233 MW; *iv*) UHE Sinop (24,5%) = 400 MW.

7) Eletronorte linhas de transmissão: i) 49% da Amazônia Eletronorte Transmissora de Energia (193 km), *ii*) 24,5% do linhão de Belo Monte (2.092 km); *iii*) 38,6% da Brasnorte; *iv*) 37% da Intesa (695 km), v) 30% da Manaus Transmissora (586 km), vi) 49% da Norte Brasil Transmissora (2.375 km); *vii*) 49% da Manaus Matogrossense Energia (348 km); *viii*) 49% da Transnorte (715 km).

8) Eletronorte geração eólica: i) 24,5% da Brasventos Eolo (58 MW); *ii*) 24,5% de Rei dos Ventos 1 e 3 (128 MW).

9) Eletronorte geração hidrelétrica: i) 24,5% da UHE Dardanelo (261 MW); *ii*) 24,5% da UHE Miassaba (68 MW); *iii*) 20% da UHE Belo Monte (11.233 MW); *iv*) 24,5% de UHE de Sinop (400 MW); e termelétrica: 49% da Amapari Energia (23 MW).

10) Furnas transmissão: i) 49,9% da Lago Azul Transmissão (69 km); *ii*) 49,9% da Caldas Novas Transmissão; *iii*) 49% da Centroeste de Minas (62,7 km); *iv*) 24,5% da IE Madeira (2.375 km); v) 99% da Luziânia-Niquelândia (188 km); vi) 24,5% da Transirapé (65 km); vi) 24% da Transleste (139 km); e *vii*) 25% da Transudeste (140 km); *viii*) 24,5 Belo Monte Transmissora (2.092 km); *ix*) 49% Goiás Transmissão (259 km); x) 49,9% Mata de Santa Genebra (847 km); xi) 49% MGE transmissão; *xii*) 24,5% Paranaíba (967 km); *xiii*) 49% Transenergia (574 km); *xiv*) 39% Vale de São Bartolomeu (95 km).

11) Furnas geração eólica: i) 24,5% Complexo Brasventos (187 MW); *ii*) Complexo Acaraú (72 MW); *iii*) Complexo Baleia (113 MW); *iv*) Complexo Famosa 1 e 3 (280 MW); v) Complexo Fortim (127,5 MW); vi) Complexo Itaguaçu da Bahia (300 MW); vi) Complexo Punaú (132 MW); *vii*) Brasil Ventos (195 MW).

12) Furnas geração hidrelétrica: i) 30% Baguari (140 MW); *ii*) 24,75 de UHE Teles Pires (1.800 MW); *iii*) 33% UHE São Manoel (700 MW); *iv*) 40% UHE Enerpeixe (498 MW); v) UHE Foz do Chapecó (855 MW); vi) 19,6 UHE Inambari – Peru (2.200 MW); *vii*) 49% UHE Retiro Baixo (82 MW); *viii*) 39% UHE Santo Antônio (3.568 MW); *ix*) 49,5% UHE Serra do Falcão (212 MW; x) 49,9% UHE Tijoa (807 MW).

Essas vinculações concentrariam mais de 45% dos investimentos do Grupo Eletrobras, as quais foram evidenciadas durante o processo de *compliance*, que começou em 2014. A Eletrobras enfrenta outras investigações, derivadas da Lei nº 12.846/2013, mais conhecida como Lei Anticorrupção. O TCU apontou que um dos casos mais graves é o da Eletrobras Distribuição Amazonas (AmE), que tem um elevado nível de endividamento e sucessivos resultados negativos. A AmE teve R$ 2,7 bilhões em prejuízos em 2015, dívidas de parcelamento de débitos junto à Petrobras que chegam a R$ 7,9 bilhões, obrigação de ressarcimento da CCC no valor R$ 2,2 bilhões e empréstimos com a Eletrobras de R$ 1,2 bilhão. As perdas não técnicas da companhia chegam a R$ 3,6 bilhões.

MAPA 1
Área de abrangência das distribuidoras de EE



Fonte: ANEEL. Disponível em: <https://bit.ly/2I5u8lu>. Acesso em: 21 set. 2017.

Outro caso é o da SPE Norte Energia, que constrói a UHE de Belo Monte, com dois terços do capital estatal e 68% de financiamentos do BNDES. A auditoria do TCU apontou sobrepreço de R$ 3,2 bilhões até o final do contrato, que elevou o valor global a R$ 14,73 bilhões. As falhas na estruturação do leilão da usina, ocorrido em 2010, comprometeram o processo licitatório, quando a empreiteira perdeu o leilão, mas acabou ganhando a execução de parcela das obras civis. Outras seis empresas ganharam o leilão, mas preferiram trocar a posição de empreendedoras diretas para atuarem como contratadas da Norte Energia, sobre a qual tinham inegável influência. Todas as empresas envolvidas garantiram pagamentos mínimos em Belo Monte, apesar de serem concorrentes de mercado.

A redução do valor de mercado da Eletrobras também foi objeto de análise do TCU, no relatório técnico TC 33.940/2015-0, quando foram constatados prejuízos líquidos em 2012, 2013 e 2014, de R$ 6,88 bilhões, R$ 6,19 bilhões e R$ 2,92 bilhões, respectivamente. O valor de mercado da empresa passou de R$ 35 bilhões, em 2011, para R$ 8,6 bilhões, em 2016. Após o anúncio de privatização da Celg Distribuidora por R$ 2,187 bilhões, a CVM passou a registrar R$ 1,7 bilhão de lucro para a Eletrobras, no primeiro semestre de 2017.

Em 2015, a Eletrobras detinha 32% da capacidade instalada de geração elétrica no país, 48% das linhas de transmissão e 10% da energia distribuída, com participação em sete concessionárias distribuidoras (TC 030.656/2015-0, p. 8). A prorrogação das concessões promovida pela MP nº 579/2015, representou queda de receitas em transmissão entre 60% e 70%. Porém, a empresa teve ativos avaliados em R$ 170 bilhões, nas UHEs, transmissoras, distribuidoras e SPEs, segundo o governo.

O exame, feito até esse ponto, permitiu perceber que o modelo institucional concebido para o setor elétrico está longe de atingir a estabilidade que resultará em formação de preços mais competitivos. Essa constatação é refletida na decisão governamental de intervir de forma incisiva na Eletrobras, promovendo o processo de privatização da estatal, em plena formatação. A Empresa deverá passar por abertura de capital, com redução da participação do governo (*golden share*) e pulverização das ações, para evitar dominância de controle.

Os investimentos da Eletrobras previstos para o período 2017-2021 eram de aproximadamente R$ 36 bilhões. Metade das redes de transmissão de extra-alta e alta tensão, sob a gerência da empresa, apresentou lucro de R$ 3,4 bilhões, em 2016. As principais linhas concluídas em 2017 foram: *i*) SPE Belo Monte (800kV) 2.092 km;

ii) SPE Paranaíba (500 kV) 967 km; *iii*) Eletrobrás Chesf (230 kV) 193 km e *iv*) SPE Transenergia Goiás (230 kV) 100 km. Projetos em andamento somam 1.562 km (500 kV) e 672 km (230 kV).

TABELA 6
Participação societária da *holding* Eletrobras nos principais empreendimentos de geração (2018)

Empreendimento e localização	Capacidade instalada (MW)	Participação (%)						
		Chesf	Eletrobras	Eletronorte	Eletrosul	Furnas	Fundos	Outros
UHE Itaipu - Paraguai	14.000	-	50,00	-	-	-	-	50,00
UHE Belo Monte - PA	11.233	15,00	15,00	20,00	-	-	20,00	30,00
UHE Tucuruí - TO	8.370	-	-	99,48	-	-	-	0,52
UHE Jirau - RO	3.750	20,00	-	-	20,00	-	-	60,00
UHE Santo Antônio - RO	3.568	-	-	-	-	39,00	20,00	41,00
UHE Xingó - AL/SE	3.162	99,58	-	-	-	-	-	0,42
UHE Paulo Afonso IV - BA	2.850	99,58	-	-	-	-	-	0,42
UHE Inambari Geração - Peru	2.200	-	29,40	-	-	19,60	-	51,00
UHE Itumbiara - GO/MG	2.082	-	-	-	-	99,56	-	0,44
UHE Teles Pires - MT/PA	1.820	-	-	-	24,50	24,50	-	51,00
UHE Marimbondo - MG/SP	1.440	-	-	-	-	99,56	-	0,44
UHE Serra da Mesa - GO	1.275	-	-	-	-	99,56	-	0,44
UHE Furnas - MG	1.216	-	-	-	-	99,56	-	0,44
UHE Estreito - MA/TO	1.087	-	-	-	-	99,56	-	0,44
UHE Sobradinho - BA	1.050	99,58	-	-	-	-	-	0,42
Chesf Geração Eólica - NE (40 usinas)	1.015	49,00	-	-	-	-	-	51,00

Fonte: Eletrobras e ANEEL. Disponível em: <goo.gl/nkkpD4>.

No segmento de distribuição, as empresas privatizadas foram Escelsa-ES, Light-RJ, Cerj-RJ, em 1996; Coelba-BA, AES Sul-RS, RGE-ES, CPFL-SP, Enersul-MS, Cemat-MT, Energipe-SE, Consern-RN, em 1997; Coelce-CE, Eletropaulo-SP, Celpa-PA, Elektra-SP/MS, Gerasul-RS, Bandeirante-SP, em 1998; CESP-Tietê-SP e a Borborema-PB, em 1999; Celpe-PE, Cemar-MA e Saelpa-PB, em 2000; CTEEP, em 2006; a Celg-D/Enel, em 2017; a Cepisa-PI, Ceron-RO, Eletroacre-AC, Boa Vista-RR, a Ceal-AL em 2018; e Amazonas Energia-AM em 2018/2019.

Em 2014, o TCU avaliou a dívida líquida das distribuidoras Eletrobras em R$ 10,3 bilhões. Contudo, o panorama geral do segmento, com 63 distribuidoras, era igualmente desolador, com receita de R$ 92 bilhões (2013/2014) e dívida de R$ 57 bilhões (2014), ou seja, indicador *Dívida/Ebtida-Capex=14,8* em 2014, ultrapassando duas vezes o valor de referência igual a 7 (sete), TC 030.656/2015-0.

Em 2017, a capacidade instalada no regime de cotas da Eletrobras era de 14 GW, um terço do total. Os prejuízos avolumaram-se com a tarifa média de cotas desses contratos, cujo valor de cerca de R$ 60,00/MWh, correspondia a um terço do valor de mercado. O provisionamento de contratos onerosos da estatal estava próximo de R$ 1 bilhão. A maior parte dos recursos obtidos com a outorga oriunda de novas concessões deve ser destinada ao Tesouro Nacional para abatimento do *deficit* (Maia, 2017). Nos últimos quinze anos, estimam-se que as perdas de valor de mercado da Eletrobras chegaram a R$ 186 bilhões, devido às decisões políticas e ineficiências. Somente com Belo Monte, Jirau e Santo Antônio, além de Angra 3, as perdas podem chegar a R$ 40 bilhões, segundo a 3G Radar.

Ponto 3 – liberalização de mercado

A renovação das concessões das hidrelétricas por mais trinta anos, ocorrida em 2012, permitiu reduzir as tarifas de energia em R$ 70,00/MWh. O corte deveu-se à extinção dos custos com investimentos considerados plenamente amortizados, resultando em custos calculados somente com base na operação e na manutenção dos ativos. A energia gerada por esses operadores foi transformada em cotas para serem distribuídas pelas distribuidoras do mercado. A energia contratada em cotas implica custos com risco hidrológico repassado diretamente ao consumidor.

O realismo tarifário veio tardiamente e acarretou aumento da energia superior aos 40% no mercado cativo de ACR, em 2015, precipitando a migração dos grandes consumidores para o ACL. A faixa de demanda entre 0,5 MWh e 3 MWh do ACL atingiu quase 30% do total de 61,5 mil MW médios consumidos em 2016. A julgar pela consulta pública promovida pelo MME em 2016 (NT nº 4/2016-AEREG/SE-MME), o ACL estaria perto do amadurecimento necessário para maior abertura.

A transição tem sido gradual para acompanhar a vigência dos contratos no mercado de ACR. As migrações ocorridas em 2016 para o ACL, por exemplo, levaram mais de meio ano e foram para as energias incentivadas, que recebem desconto de metade do preço de transporte. A gestão de risco e a contratação de *hedge* no ACL têm sido praticadas, devido à volatilidade dos preços no mercado livre.

A cotação da energia no mercado livre à vista foi superior a R$ 450/MWh, em 2017, R$ 100 acima do mercado regulado, indicando a expectativa de desconfiança com a estabilidade da oferta. Grande parte dessa perspectiva se deve ao risco hidrológico de

racionamento hídrico, que tem sido fonte de preocupação até mesmo para o governo. O preço do PLD continuou oscilando fortemente, em até 75%, devido à liquidação da exposição ao GSF das grandes geradoras no mercado de curto prazo.

Diferentemente do ACR, no qual existe a proteção ao risco hidrológico, os agentes no ACL mantiveram as liminares que limitam a exposição em até 5% dos efeitos do GSF. Desde então, a CCEE vem acumulando liquidações bilionárias em aberto, com risco de travamento do mercado livre. Tentativas de repactuação estão sendo conduzidas pela ANEEL, para que os produtores de energia desistam das liminares e façam concessões. Ademais, torna-se essencial analisar como os demais elementos do sistema vêm se comportando diante de tantas mudanças.

De acordo com o art. 26º, inciso IV da Lei nº 9.427/1996, modificada pela Lei nº 9.648/1998, a comercialização das eventuais sobras de energia tem sido permitida aos autoprodutores. Portanto, a lei vetava a comercialização de excedentes de EE para consumidores livres e especiais. Porém, devido à volatilidade do PLD, esses agentes têm preferido a negociação bilateral da sobra de energia.

A comercialização eventual e temporária dessa sobra de energia é reivindicação antiga desses consumidores, tendo sido inclusive objeto de Projeto de Lei do Senado (PLS) nº 402 em 2009. A equiparação aos autoprodutores de EE tem por objetivo evitar a liquidação de excedentes no mercado de curto prazo, sujeito à imprevisibilidade do PLD.

Recentemente, a Lei nº 13.360/2016 liberou as distribuidoras para venda aos comercializadores e grandes consumidores industriais a preços de mercado, por tempo determinado, no ACL. A solução resolve outro problema, a sobrecontratação de energia causada pela recessão econômica que levou as distribuidoras a absorver a eletricidade excedente.

Todo esse movimento, inevitavelmente, testa os limites do sistema e, em especial, do ACL. As melhores práticas recomendam que o mercado livre de energia trabalhe a negociação de produtos padronizados, liquidez, transparência, garantias e preços, de preferência negociados em bolsa, como qualquer *commodity*. Exemplos existem pelo mundo, como revisado na seção que trata dos modelos internacionais. O mais emblemático deles é o Nord Pool, que foi novamente lembrado na seção de tendências tecnológicas.

O avanço da legislação autorizou, a alguns dos grandes consumidores, obter a liberdade para contratar fornecedores de eletricidade no ACL. Porém, a gradual

liberação do mercado prevê a extensão desse valor público a todos os consumidores finais, inclusive os residenciais. Trata-se de norma aplicada em países da União Europeia e nos Estados Unidos, que conseguiram promover uma maior eficiência das empresas, resultando em economicidade para os consumidores. Os PLs da Câmara dos Deputados, nº 1.917 de 2015, e do Senado Federal, nº 232 de 2016, fazem previsão de expansão do ACL, estendendo a portabilidade da conta de EE para todos os consumidores, que emenda a redação do art. 16 da Lei nº 9.074/1995.

A lei de 1995 estabelece que consumidores com carga maior ou igual a 3 MW podem escolher livremente o fornecedor para compra de eletricidade. Consumidores com carga entre 500 kW e 3 MW têm liberdade de escolha para usinas geradoras até 50 MW. Enquanto os que possuem carga menor que 500 kW não têm liberdade de escolha e devem ser atendidos por distribuidora. Logo, a portabilidade é factível para consumidores acima de 500 kW.

A ideia dessas e de outras propostas é permitir a uma maior gama de consumidores os seguintes direitos: *i*) escolher o fornecedor, independentemente do montante de energia demandada; *ii*) auferir dos descontos nas taxas de transmissão e de distribuição para as fontes renováveis, com geração incentivada; *iii*) aproveitar as oportunidades de sobra de energia para contratação; *iv*) reduzir o consumo em conjuntura de alta nos preços; e *v*) negociar preços, ajustes e prazos. Enfim, a expansão ACL é benéfica para a economia, pois permite aumento de produtividade e eficiência para as empresas, além de redução de despesas para os consumidores residenciais.

O relatório denominado *White Paper*, elaborado pela CCEE (2012) em colaboração com parceiros europeus, teve como propósito aperfeiçoar o mercado brasileiro de EE, visando à modernização do sistema no curto prazo. A análise focou no ACL, que contava com a participação de 2.200 agentes, representando 26% do consumo de EE.

Entre os elementos de destaque apontados no diagnóstico identificam-se:

- no ACR, os leilões realizados pela CCEE e supervisionados pela ANEEL foram introduzidos com o objetivo de garantir o suprimento com modicidade tarifária, em razão da contratação de compra no longo prazo (de 15 a 30 anos) pelo critério de menor preço;
- o mercado de ACR organizado refletia com transparência a formação de preços, sendo financeiramente lastreado por recebíveis;

- no ACL, as transações de mercado de balcão menos organizadas padeciam com assimetria da informação, com a baixa liquidez e com a insegurança financeira; e
- o mercado de ACL contribuía para a redução de preços no curto prazo, mas teria papel limitado na sustentação da segurança do suprimento.

Sendo assim, o relatório considerava essencial, para o desenvolvimento do mercado brasileiro de energia, incluir o ACL na solução de suprimento de segurança. Quanto à modicidade tarifária, a análise considerava que as medidas adotadas pelo governo para renovar as concessões levariam em conta apenas os custos de manutenção e operação, já que os investimentos teriam sido amortizados ao longo do período de outorga. Caso os operadores estivessem dispostos a renovar as concessões, a redução de tarifas para os consumidores residenciais seria de 16,2% e de 28% para a indústria. O benefício de redução de custos de transmissão, de 67%, seria distribuído diretamente aos consumidores de mercado e a diminuição de custos de geração seria dirigida aos consumidores do ACR, consideradas também algumas diminuições de encargos setoriais.

Indiretamente, os consumidores do ACL seriam favorecidos com as tarifas praticadas no ACR, pois a precificação nesse mercado serve como referência para as contratações no ACL. Ainda assim, o processo de determinação de preços (*price discovery*) no ACL carecia de ações complementares de padronização de produtos, processos diretos e segurança financeira. A comercialização de produtos padronizados reduziria os custos de transação e derivaria na formação mais robusta de preços, aumentando a liquidez do mercado. A recomendação incluía a liquidação centralizada a ser realizada por câmaras de compensação multilaterais especializadas em operações e segurança financeira. A realocação de riscos, associados às transações, dá-se daqueles que suportam maiores custos para outros com menor propensão.

O relatório destaca ainda que a regulação europeia exige a instalação de um escritório de monitoramento do mercado em todas as bolsas de energia, articulada com as autoridades regulatórias nacionais e transnacionais, tanto nas áreas de energia quanto na área financeira. A atribuição deste escritório é verificar se o preço reflete as condições de mercado e se algum participante domina a formação de preços, detendo informações privilegiadas.

Em mercados organizados, a contratação de curto prazo (mercado *spot*) é indicada para produtos negociados no mesmo dia, no dia seguinte, durante a semana e para a semana seguinte. Enquanto na contratação de longo prazo (derivativos), os produtos

são negociados para entrega futura, com preço pré-estabelecido, significando proteção contra volatilidade. Na câmara de compensação,[17] os compradores e vendedores individuais são indiferentes ao risco de crédito, dado que as negociações são anônimas.

As principais vantagens das bolsas de energia apresentadas no relatório são: *i*) execução equitativa e ordenada das ofertas de compra e venda dos membros da bolsa; *ii*) segurança na entrega e no pagamento das operações; e *iii*) preservação do anonimato das partes nas transações. Os processos diretos utilizados pela bolsa de energia permitem obter quantidades máximas resultantes do cruzamento entre oferta e demanda. Com o aumento do volume de transações e de participantes, maior tende a ser a confiança de que o mercado reflete os preços da conjuntura presente.

O *White Paper* propôs o desenho de um mercado mais competitivo nos seguintes termos.

1) Obtenção de PLD mais próximo da operação em tempo real – despacho técnico e econômico centralizado pelo ONS com base na programação semanal, ajustado diariamente, considerando imprevistos na operação do sistema, evitando o pagamento de encargos (ESS) e viabilizando a contratação do dia seguinte (*day-ahead*).
2) Desenvolvimento de produtos para facilitar o funcionamento de mercado atacadista – com oferta de solução de compensações e liquidações centralizadas, lançando contratos futuros e aumentando a confiança no funcionamento.
3) Implantação de soluções de compensação e liquidação centralizadas – com realocação de riscos de comercialização e proteção contra inadimplências das contrapartes, monitorando a execução organizada de compensação multilateral das obrigações financeiras, garantias para cobertura de perdas de inadimplência, valoração diária de posições em aberto por meio de marcação a mercado (*market-to-market*), pagamentos e entregas.
4) Separação clara do mercado de atacado e varejo, incorporando a resposta da demanda – o mercado atacadista futuro e de curto prazo constituído de oferta (geradores) despachada centralmente e demanda (distribuidores, comercializadores, grandes consumidores) retroalimentando o sistema com proteção contra picos de preços. A alternativa para os pequenos consumidores é o mercado varejista, em processo de estruturação, com pagamento de prêmios associados à mitigação de riscos na contratação futura.

17. As câmaras de compensação operam sistemas regidos por padrões internacionais, como: a regulação de infraestrutura dos mercados europeus, a lei Dodd-Frank (Estados Unidos) e as recomendações para infraestruturas de mercado financeiro, do Committee on Payment and Settlement Systems (CPSS) e da International Organization of Securities Commissions (IOSCO).

5) Organização do monitoramento do mercado – o operador de mercado verifica se os preços refletem as condições de mercado, reportando avaliações periódicas às autoridades reguladoras sobre preços, volumes e projeções de produção.

Florissi e Nosvitz (2002) consideram que as regras de transição para o mercado livre deveriam incluir entre outros: *i*) acesso às redes de distribuição e transmissão; *ii*) restrição ao subsídio cruzado; *iii*) incentivos para os aperfeiçoamentos do sistema; *iv*) imparcialidade, concorrência, confiabilidade e qualidade de serviços, segundo as preferências dos consumidores; *v*) desregulamentação dos preços no atacado e regulamentação dos preços no varejo, com margens de incentivo ao aumento de capacidade instalada.

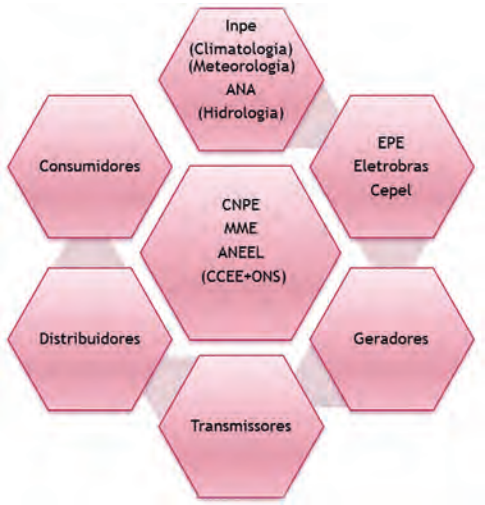
No caso brasileiro, a preocupação com a expansão do ACL se deve a pelo menos três entraves: *i*) ao peso das obrigações contratuais das distribuidoras; *ii*) ao limite de capacidade de financiamento com o desenvolvimento da infraestrutura; e *iii*) à indefinição do modelo de incentivo às energias renováveis.

Dado que muitos desses requisitos estão fora da realidade nacional neste momento, resta: *i*) monitorar o nível de competição e o comportamento dos geradores de energia; *ii*) avaliar a força de mercado dos participantes e dos tomadores de preços em período de pico; e ainda *iii*) analisar a produção de energia em período de baixa demanda.

4.3 Reflexões/proposições

Na percepção de técnicos mais experientes, a esperada condução da terceira reforma do setor energético deverá dar algum alento às demandas emergenciais. Contudo, o cuidado que o tema suprimento energético inspira vem associado a um legado de ansiosos questionamentos.

FIGURA 5
Diagrama de escopo do Sistema Elétrico Brasileiro



Elaboração da autora.

4.3.1 Cooperativismo intertecnológico e MRE

1) Relação causa e efeito:
   - O que se sabe a respeito de mudanças climáticas?
   - Quais os riscos associados à produção de energia?
   - Como a produção de energia afeta o clima regional e planetário?
   - Como as condições meteorológicas afetam a produção de energia?
2) Disponibilidade de informações:
   - Registros meteorológicos centenários?
   - Flexibilidade para estimar, ao invés de contar com registros históricos?
   - Incertezas na previsão derivam para cálculos probabilísticos?
   - Inventário da infraestrutura energética?
   - Ciclo de vida dos empreendimentos?
3) Identificação de sinergias:
   - Que tecnologias de produção de energias são disponibilizadas?
   - Qual o nível de risco de exposição associado a cada tecnologia?
   - Foram identificadas correlações de risco entre essas tecnologias?

- Detecção de complementariedade de fontes em nível intrarregional?
- Necessidade de suplementação energética em nível interregional?
- Que tecnologias poderiam ser promissoras futuramente?

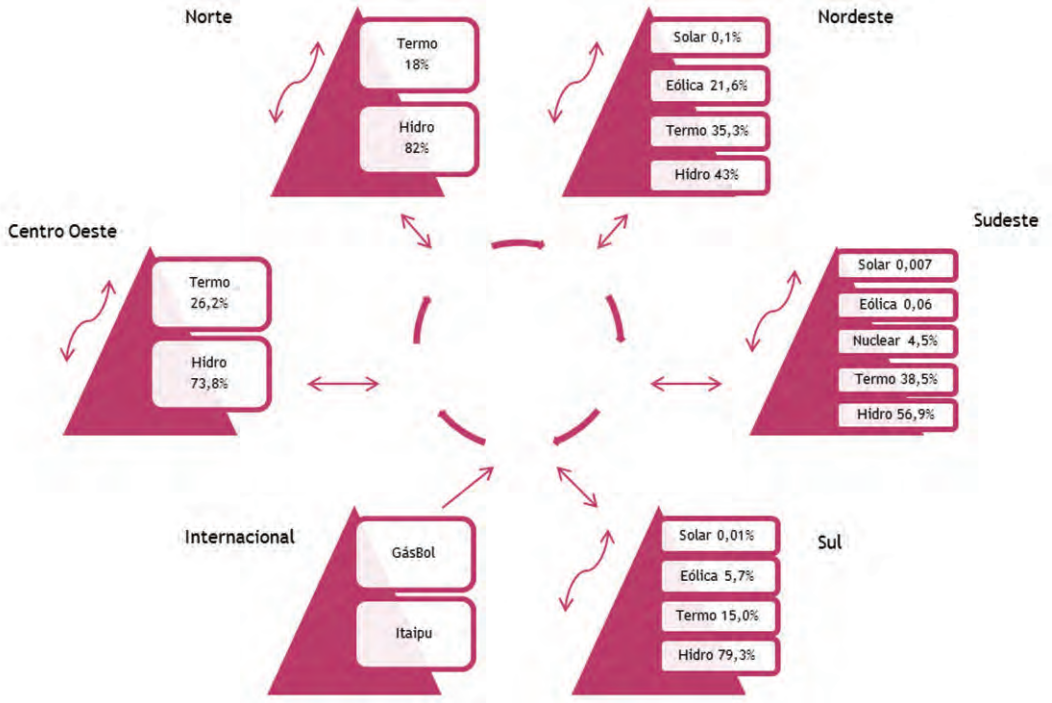
4.3.2 Sondagem responsiva

1) Estudos probabilísticos:
   - dimensionamento das incertezas associadas à falta de chuva, de vento e de sol;
   - associação de níveis de risco às adversidades meteorológicas e climáticas;
   - identificação de perturbações meteorológicas causadoras de eventos climáticos extremos; e
   - cálculo de fluxos ou vazões de água, vento e radiação solar.
2) Grupos tecnológicos:
   - energias renováveis: hídrica, bioenergia, eólica, solar;
   - não renováveis: gás, óleo, nuclear;
   - grau de interdependência na suplementação e substituição de produção energética; e
   - externalidades, positivas e negativas, associadas a cada tecnologia.
3) Especificação dos níveis de riscos tecnológicos:
   - estoques de armazenamento de energia;
   - cálculo de índices de desempenho, por tecnologia, no médio e longo prazo;
   - relação de benefício/custo associada ao acionamento da fonte de geração;
   - cálculo de exposição ao risco de cada tecnologia, no médio e longo prazos; e
   - compensação mútua em ordenamento pré-estabelecido.
4) Economias de produção energética:
   - escala – o aumento na produção de energia, por período mínimo determinado, implica redução de custos, conceito especialmente caro à produção termelétrica;
   - densidade – o aumento da densidade do fluxo energético permite a diluição dos custos fixos associados à transmissão de energia;
   - escopo – o aumento do compartilhamento da rede de distribuição de energia, em pacotes mínimos para os consumidores, diminui os custos de configuração e mudança do sistema; e
   - níveis de oferta/demanda regionais.

Com relação ao intercâmbio de eletricidade, o Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico do MME informou que, em junho de 2017, a movimentação do fluxo elétrico em território nacional registrou as seguintes operações:

- subsistema norte, com perfil exportador, totalizou envio de 2.190 MW médios, valor inferior ao verificado em maio de 2017 (3.512 MW médios);
- subsistema nordeste importou 2.127 MW médios, valor menor que os 2.699 MW médios verificados no mês anterior; e
- subsistema sul exportou 1.563 MW médios, ante a importação de 2.944 MW médios em maio de 2017.

FIGURA 6
Capacidade instalada por fonte e por região
(Em %)



Fonte: EPE e Brasil (2015).

TABELA 7
Intercâmbio de EE entre Brasil e países latino-americanos (2013-2015)
(Em MWh)

	Argentina e Uruguai		Venezuela
	Exportação	Importação	Importação
2013	363,09	88,35	829.198,41
2014	2.525,78	167,76	866.492,67
2015	219.058,37	56.426,93	851.288,69[1]

Fontes: ONS e Eletrobras Eletronorte.
Nota: [1] Até novembro de 2015.
Obs.: A integração com os países latino-americanos é realizada de três formas: *i)* usina hidrelétrica Itaipu binacional; *ii)* conversoras de frequência 50/60 Hz Uruguaiana, Garabi 1, Garabi 2, no intercâmbio com a Argentina; *iii)* conversora Rivera, com o Uruguai; *iv)* interligação entre Brasil e Venezuela, atendendo a Roraima, isolado do restante do país; e *v)* conversora de frequência Melo, nova interligação com o Uruguai. Destaca-se que a capital de Roraima, Boa Vista, é a única capital brasileira fora do SIN, sendo atendida por termelétricas e pela importação da Venezuela. A construção da linha de transmissão LT 500 kV Lechuga – Equador – Boa Vista teve licença prévia emitida em dezembro de 2015, mas a obra está embargada devido a questionamentos envolvendo a Funai e o Ministério Público.

4.3.3 Estratégias, princípios, funções objetivas e restrições

1) Diversificação – maximização de fontes geradoras de eletricidade (tecnologias). Constatado o baixo grau de diversificação, com maior equilíbrio para a região Nordeste, seguida da região Sudeste.

2) Incerteza – minimização de efeitos decorrentes de eventos extremos e mudanças climáticas, com estudo intensivo das relações de causa/efeito e previsão para fenômenos climáticos e meteorológicos. Evidência de risco hidrológico, diminuição das vazões perenes, como causador do processo de judicialização.

3) Sazonalidade – anualmente (estações) e diariamente (horários de ponta), programação rotineira como instrumento de precaução e prevenção para eventos líquidos e certos. Indicação para maior dinamicidade do modelo utilizado, levando em conta novas fontes intermitentes de energia e afluência de energia estruturada em horas/minutos.

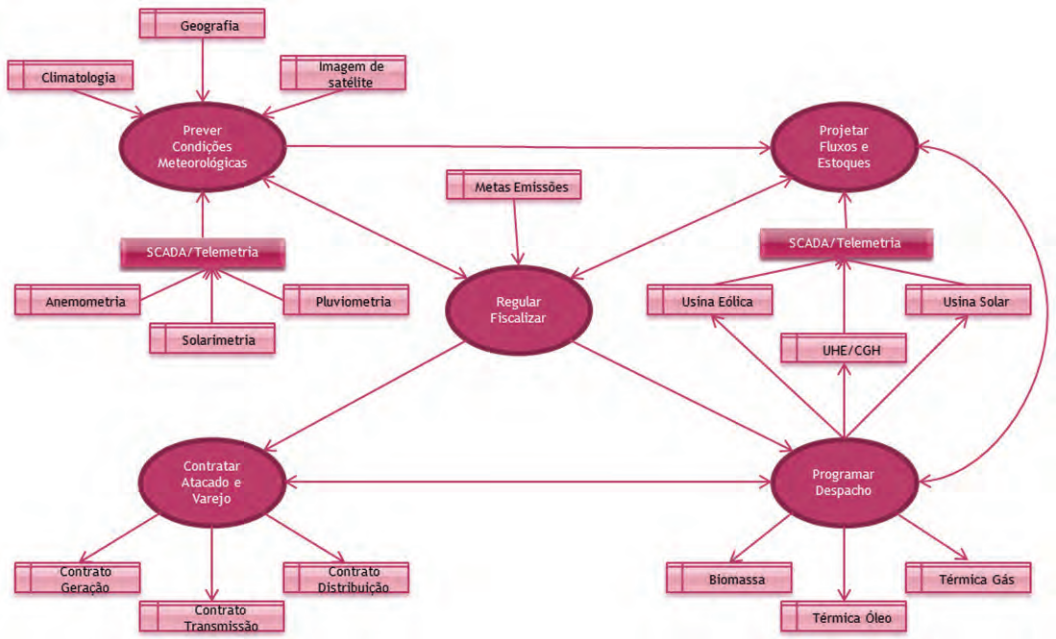
4) Polarização – minimização da variação de preços entre ACR e MCP, tendência para formação de lastro (derivativos e mercado futuro) e bolsa (negociação à vista). Observado o impacto do acionamento de térmicas nos preços, adicionado a evidências de especulação.

5) Escala – maximização da produção distribuída, com estímulo para geração de autoconsumo. Observada a desvantagem para a infraestrutura do sistema de distribuição e congestionamento de rede. Vantagem para implementação de mecanismos de comercialização e despacho centralizados.

6) Intercâmbio – maximização das trocas intrarregionais, devido às perdas inerentes no transporte e à restrição de capacidade de transmissão de energia do SIN. Evidências de perdas altas, além de restrições orçamentárias das distribuidoras para modernização do sistema.

7) Equilíbrio – renováveis contribuindo para aumento do equilíbrio entre oferta e demanda (geração e carga) de EE, a preços competitivos. Grau de vulnerabilidade evidenciado pela variância e pelo fator intermitência das fontes renováveis, exigindo sistema inteligente, monitoramento de proteção em tempo real e acionamento de alerta.

FIGURA 7
Diagrama de fluxo de dados do sistema

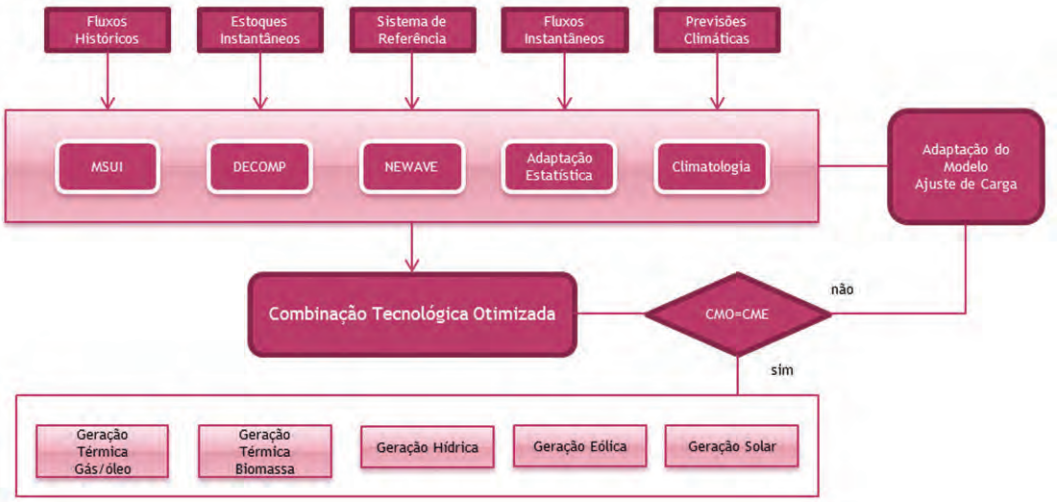


Elaboração da autora.
Obs.: *Supervisory control and data acquisition* (Scada) (referência: Power Southern Regional Local Despatch Center/Sistema de Eletricidade Indiano – SRLDC/SEI).

A representação regional do Sistema Elétrico Indiano (SEI), denominada Power Southern Regional Local Despatch Center (SRLDC), pertencente à empresa estatal indiana de energia (Power System Operation Corporation Ltd.), tem trabalhado na inserção das energias renováveis na matriz elétrica indiana. A complexidade do modelo conceitual leva em consideração apenas a produção eólica. Entretanto, poderia ser estendida para usinas de energia solar, desde que apresentassem características semelhantes de intermitência e grande variação na produção de eletricidade. No planejamento do SRLDC, o projeto de evacuação do fluxo de energia leva em conta o rateio dinâmico para carregamento da linha de transmissão e o fator de diversidade dos fluxos de energia provenientes das diferentes regiões. Os fatores variabilidade e intermitência são especialmente significativos para produção de renováveis, pois podem repercutir negativamente de diferentes formas.

No caso de usinas eólicas, é preciso levar em conta que: *i*) a produção de eletricidade pode variar 150%, ao longo do dia; *ii*) a necessidade de requisição de reserva girante é aumentada e sua ausência representa queda de frequência; *iii*) o estado hospedeiro da usina pode ter que recorrer à cobertura massiva de carga; *iv*) os custos adicionais de despacho de geração líquida, para contrabalançar a queda da energia eólica, repercutem em majoração de preços no mercado à vista de energia; *v*) os compromissos de excedentes exportáveis devem prever revisões devido às variações na carga; *vi*) os custos de serviços auxiliares de manutenção de frequência devem ser considerados; e *vii*) o incremento abrupto das fontes renováveis deve ser acompanhado por cobertura de térmicas robustas que, geralmente, apresentam limitações de expansão.

FIGURA 8
Funcionamento do Sistema Elétrico Brasileiro com inserção de fontes renováveis



Fontes: Brito (2016) e SRLDC/SEI.
Obs.: CMO = custos marginais de operação, com risco de insuficiência menor que 5%; CME = custos marginais de expansão.

Os erros do modelo aplicado no Sistema Elétrico Indiano (SEI/SRLDC) são menores do que a faixa de incerteza manifestada na realidade, sendo a diferença mais crítica para os horizontes de previsão mais curtos.

Seguem relações de entradas e saídas e os modelos de projeção conjunta clima-energia da SRLDC.

1) Insumos:
    - dados de satélite meteorológicos;
    - dados correntes de energia e clima, por meio do sistema SCADA;
    - dados históricos de meteorologia e de clima;
    - retificação de superfície terrestre de 35 km x 70 km;
    - sessenta e quatro camadas de atmosfera; e
    - dados das fazendas eólicas em tempo real, com atualizações geográficas dos fluxos eólicos pelo SCADA-live.
2) Modelos:
    - modelagem mesoescalar de dados 2,5 km^2 a 0,5 km^2;
    - modelagem digital de fluxo com efeito de alarme despertador e produção de turbinas;
    - metodologia de previsão baseada em técnicas estatísticas, envolvendo Numerical Weather Prediction (NWP);
    - análise de séries temporais e climatologia;
    - pacote de *softwares* agrega combinações inteligentes de fontes; e
    - técnicas adaptativas e ajuste de resultados para constante refinamento.
3) Produtos:
    - a previsão antecipada de tempo em até dezesseis dias, sendo que, nos primeiros sete dias, a produção ocorre para intervalos de 3 horas, enquanto para os dias remanescentes, trabalha com intervalos de 8 horas; e
    - para base de previsão de um dia adiantado, o modelo roda quatro vezes para uma janela de seis horas, com granularidade de dez minutos, com alinhamento de valores médios de quinze minutos.

4.4 Principais instrumentos da política energética

Esta seção reúne alguns programas representativos da disposição política no setor de energia, além de apresentar os principais planos de expansão de médio e longo prazo. O registro também contempla a interveniência das mudanças climáticas no setor. Apesar da ampla retrospectiva, o levantamento está longe de ser exaustivo. Ademais, a classificação dos planos em grupos políticos é meramente didática, com o objetivo de eleger pelo menos um instrumento em cada classe apresentada para aprofundamento da avaliação.

QUADRO 3
Síntese dos principais mecanismos da política energética por segmento

Classe política	Planos e programas – características
Desenvolvimento energético	Plano Nacional de Energia (PNE)
	PNE 2050 – base 2016, em processo de elaboração na forma segmentada por assunto: economia; oferta; demanda; renováveis; e não renováveis.
	PNE 2030 – base 2007, expansão da oferta, eficiência energética e inovação tecnológica.
	Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE)
	PDE 2017-2026 – utiliza o modelo de decisão de investimentos (MDI), para sinalizar a expansão ótima do sistema, com minimização de custo de capital e operação.
	PDE 2015-2024 – ênfase na geração de energias renováveis (PCH, eólicas e biomassa).
	PDE 2007-2016 – apreensão com a segurança do suprimento energético e com a interligação do SIN.
	Balanço Energético Nacional (BEN), registro anual das estatísticas do setor energético.
	Plano de Expansão de Longo Prazo – PELP (2019-2028), programa de obras de linhas de transmissão.
	Programa de Expansão da Transmissão – PET (2015), integrado ao PELP.
	Programa Luz para Todos – LpT (2003-2018), universalização do serviço de EE.
	Política Nacional sobre Mudanças do Clima (2009), somada às iNDC, contribuições voluntárias.
Eficiência energética	Plano Nacional de Eficiência Energética – PNEf (2011).
	Projetos de Eficiência Energética – Proesco (2006).
	Programa Nacional de Iluminação Pública e Sinalização Semafórica Eficiente – Reluz (2000).
	Programa de Eficiência Energética das Concessionárias de Energia Elétrica – PEE (1998/2000).
	Programa Nacional da Racionalização do Uso de Derivados do Petróleo e do Gás Natural (1991).
	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica – Procel (1986).
	Programa de Controle de Poluição do ar por Veículos Automotores – Proconve (1986).
	Programa Brasileiro de Etiquetagem – PBE (1984).
	Programa de Mobilização Energética – PME (1982).
	Programa Conserve (1981).
Renováveis	Programa Renova-Bio (2016-2030), expansão de bioenergias.
	Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica – ProGD (2015).
	Programa de Apoio Conjunto à Inovação Tecnológica Agrícola no Setor Sucroenergético – PAISS Agrícola (2013).
	Programa Inova Energia (2012), abrange redes inteligentes, energias alternativas e veículos elétricos.
	Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel – PNPB (2004), introduz o biodiesel na mistura com o diesel fóssil, de forma gradativa, e o Programa Selo Combustível Social (2004).
	Programa de Incentivo a Fontes Alternativas e Renováveis – Proinfa (2002).
	Programa Emergencial de Energia Elétrica – Proeólica (2001).
	Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios – PRODEEM (1994 a 2003).
	Programa Nacional do Álcool – Proálcool (1975).
Não renováveis	Programa Rota 2030 (2017), substitui o Inovar Auto em 2018.
	Combustível Brasil (2017), estimula os investimentos e a livre concorrência.
	Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres – Reate (2017), propõe e monitora políticas, projetos e ações.
	Programa Gás para Crescer (2016), adequação das atividades ao aumento de competitividade.
	Programa Inovar-Auto (2012), regime automotivo vigente até 2017.
	Programa de Estímulo à Competitividade da Cadeia Produtiva, ao Desenvolvimento e ao Aprimoramento de Fornecedores do Setor de Petróleo e Gás Natural – Pedefor (2016).
	Programa de Expansão da Malha de Transporte Dutoviária – PEMAT (2013-2022).
	Programa de Aumento da Eficiência Operacional – Proef (2012).
	Programa de Ajuste e Redução da Queima de Gás Natural (2010).
	Plano de Antecipação da Produção de Gás – Plangás (2006).
	Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural – Pominp (2003).
	Programa Prioritário de Termelétricas – PPT (1999).
	Programa Nuclear Brasileiro (1947).

Elaboração da autora.

4.4.1 Desenvolvimento energético

São três os principais instrumentos da política de desenvolvimento energético elaborados pela EPE: o PNE, o PDE e o BEN. O PNE, de longo prazo, examina e detalha questões tecnológicas estratégicas para o futuro, enquanto o PDE, de médio prazo, orienta as decisões dos gestores em relação às ações garantidoras de suprimento energético. O BEN apresenta a série histórica com as estatísticas e os indicadores do setor.

Cinco estudos deverão subsidiar a elaboração do PNE 2050. Os estudos tratam das premissas econômicas, da análise setorial do consumo, da demanda de energia, da energia renovável e da energia termelétrica. Em destaque para o PNE 2050 têm-se:

- a taxa média de crescimento do PIB estimada ficará entre 3,6% e 4,0% a.a., no período entre 2013 e 2050;
- o consumo final de energia crescerá 2,2% a.a., no horizonte de 2013 a 2050, chegando a 604 Mtep;
- o maior ganho de participação no consumo na matriz de energia será do setor comercial (4%), enquanto indústria (1%), transportes (2%) e residencial (2%) perdem participação;
- o consumo da indústria será de 200 milhões de tep (33%), em 2050, crescimento de 2,2% a.a., com diminuição gradativa da indústria energointensiva (5% em 35 anos);
- a demanda do setor de transportes será de 176 milhões de tep, em 2050, crescendo 2% a.a., com participação de 51% de diesel e 2% de veículos elétricos;
- a participação do gás no consumo energético passará de 7,6% para 11,2%, entre 2013-2050;
- a participação da eletricidade no consumo energético crescerá de 16,6% para 23,1%, entre 2013-2050;
- a demanda de EE será triplicada em 35 anos, de 513 TWh para 1.624 TWh, com crescimento de 3,2% a.a.;
- a eficiência energética será significativa, com consumo evitado de eletricidade correspondente à capacidade instalada de 89 GW, equivalente a seis UHEs de Itaipu;
- ao consumo de EE de 1.987 TWh corresponderá energia conservada de 363 TWh, resultando no consumo final de 1.624 TWh;
- os ganhos de eficiência energética em relação à energia total serão de 25% nos transportes, 19% industrial, 17% serviços e 14% residencial;

- a autoprodução crescerá a taxa média de 2,8% a.a., até 140 TWh (considerada bastante conservadora), enquanto o consumo de rede aumentará 3,2% a.a., até 1.465 TWh, no período 2013-2050;
- a geração solar distribuída superará a produção de eletricidade dos grandes consumidores em 2050;
- a geração distribuída de pequena e grande escala corresponderá a 257,6 TWh, também crescente, representará 16% do consumo total de eletricidade, em 2050;
- a capacidade de geração distribuída residencial será de 33 GWp, 13% da carga do setor, 15 milhões de domicílios, 18% do potencial, em 2050;
- a instalação de 250 m^2/1 mil hab. de sistemas de aquecimento solar (SAS) ocorrerá em 20% dos domicílios, correspondendo ao consumo evitado e economizado em rede de 8 TWh com a autoprodução;
- o consumo de gás natural mais do que triplicará em 35 anos, 212 milhões m^3/dia, com destaque para os setores residencial e industrial;
- os ganhos com eficiência energética aproximar-se-ão de 138 milhões de tep, até 2050, 20% da energia total e 18% da eletricidade;
- a intensidade do consumo energético diminuirá de 0,064 tep/10^3R$, em 2020, para 0,041 tep/10^3R$[2010], em 2050;
- na indústria, a intensidade energética diminuirá de 0,135 tep/10^3R$, em 2020, para 0,091 tep/10^3R$[2010], em 2050;
- a intensidade do consumo de EE de 0,128 kWh/R$, em 2013, passará a 0,131 kWh/R$, em 2020, diminuindo para 0,110 kWh/R$[2010], em 2050;
- na indústria, a intensidade de EE de 0,283 kWh/R$, em 2013, passará a 0,316 kWh/R$, em 2020, diminuindo para 0,237 kWh/R$[2010], em 2050;
- o consumo *per capita* de energia crescerá continuamente de 1,30 tep/hab, em 2013, até 2,62 tep/hab, em 2050; e
- as projeções de emissões totais sem fugitivas serão de cerca de 800 milhões de ton CO_2eq, com intensidade de emissões de 109 kg CO_2/US$$_{2005}$ mil, em 2050.

As projeções e estimativas de longo prazo foram organizadas em quadro comparativo, contemplando os PNEs 2030 e 2050. As projeções consolidadas da IEA sobre o Brasil para 2035 também foram compiladas para exame de horizontes de planejamento progressivos.

QUADRO 4
Comparativo de projeções em horizontes progressivos

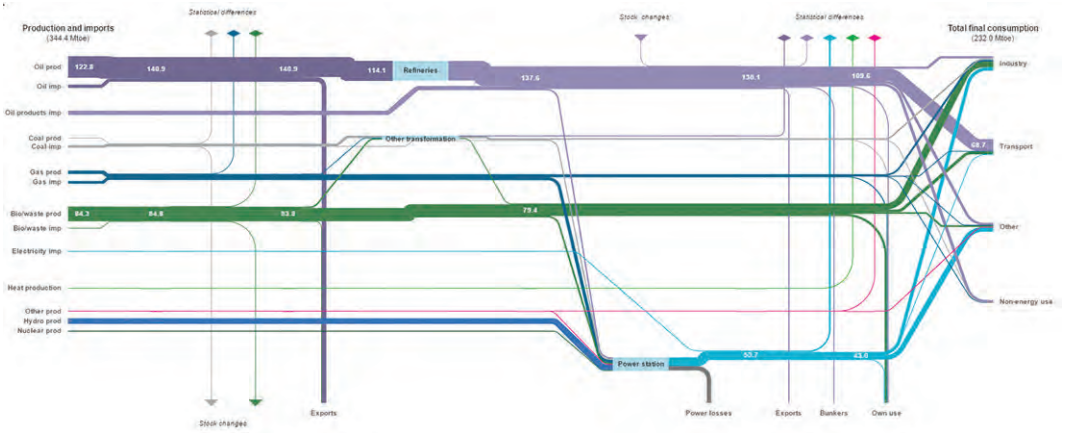
Estimativas da EPE (De 2005 a 2030)	Estimativas da IEA (De 2012 a 2035)	Estimativas da EPE (De 2013 a 2050)
Consumo final de energia entre 309 milhões de tep e 474 milhões de tep, em 2030.	Demanda primária de energia (*primary energy demand* – PED) de 480 milhões de tep, em 2035.	Demanda de energia de 655 milhões de tep. Conservação de energia de 118 milhões de tep, resultando em consumo de 536 milhões de tep.
Aumento do consumo de derivados de petróleo entre 2% e 3,6% a.a.	Queda de demanda por petróleo de 7%. Autossuficiência em petróleo alcançada em 2020, com a conclusão das refinarias em construção.	Redução da intensidade do uso de petróleo e substituição por renováveis, com queda de 4% na participação da matriz energética.
Aumento do consumo de gás natural entre 3,9% e 6% a.a.	Aumento do consumo de gás natural em 7% a.a.	Aumento do consumo de gás residencial de 7% a.a., mais do que triplicando o consumo final no período.
Consumo industrial de energia cresce entre 2,6% e 4,4% a.a. Participação industrial (38%), transportes (31%), residencial (9%) e serviços (6%).	Consumo industrial de energia cresce 2,5% a.a. Participação do consumo da indústria (38%), transportes (34%), edificações (15%), outros (13%), em 2035.	Consumo industrial de energia cresce 2,2% a.a. Participação industrial (33,5%), transportes (28,1%), residencial (7,3%) e comércio (6,9%).
Consumo entre 847 TWh e 1.243 TWh.	Demanda por eletricidade de 940 TWh.	Consumo final de 1.624 TWh, com consumo em rede de 1.465 TWh e geração distribuída de 257 TWh.
Geração elétrica de 1.086 TWh, com expansão do parque termelétrico de 22.900 MW e expansão das fontes renováveis de 19.468 MW.	Geração elétrica de 1.085 TWh, com participação de hidro (62%), gás (15%), solar e eólica (9%), bioenergia (8%), nuclear (3%), carvão (2%), óleo (1%).	
Capacidade instalada de geração de 260 GW.	Capacidade instalada do sistema elétrico cresce de 118 GW para 260 GW.	
Capacidade instalada de geração hidrelétrica passa de 70 GW para 156,3 GW (otimista) ou 80 GW (pessimista).	Capacidade de geração hidrelétrica cresce 70 GW. Participação da hidroeletricidade na PED diminui de 14% para 12%.	
Biomassa de cana de 18% da matriz energética e biomassa total de 32%.	Bioenergia estável com participação de 30% da PED.	
Biodiesel 5,8% do consumo final, etanol 67 bilhões m^3/ano, até 25% da mistura com gasolina.	Biocombustível responsável por um terço do consumo em transportes.	Etanol anidro e hidratado com 29% do consumo em transportes.
Renováveis (PCH, biomassa de cana, eólica e resíduos sólidos) 9% da oferta de eletricidade, 20 GW.	Participação solar, eólica e PCHs passa de 14 TWh (2011), para 140 TWh (2035), 13% da geração total.	
Participação das renováveis de 46,6% da oferta de energia.	Participação das energias renováveis chega a 43% da PED.	
Emissões específicas de 500 $MtCO_2$, contribuição transportes (38,2%) e indústria (30,4%), em 2030.	Aumento de emissões de dióxido de carbono de 170 $MtCO_2$.	Emissões totais de cerca de 800 $MtCO_2$, com emissões evitadas de eficiência energética de 81 $MtCO_2$.
Entre 2005 e 2030, US$ 800 bilhões, petróleo e derivados (49%), eletricidade (36%), gás natural (12%) e cana (3%).	Investimentos do setor de eletricidade: US$ 555 bilhões (54% geração e 46% transmissão/distribuição). Participação de 64% petróleo, 27% EE, 7% gás natural e 2% biocombustíveis.	

Fontes: EPE e IEA.

O PNE 2030, base 2007, em conjunto com a projeção da matriz energética nacional, MEN-2030, apresentou os elementos para a elaboração do PDE. A projeção de crescimento para o consumo é de 3,7% a.a., até 2030, correspondendo a 482,8 Mtep. A oferta interna de energia será de 555,8 Mtep, sendo 45% renováveis e 55% não renováveis. Para 2030, as projeções de consumo por fonte têm como principais produtos os derivados de petróleo (34%), a eletricidade (20%), os produtos de cana (19%) e o gás natural (10%). A eletricidade terá crescimento de consumo superior, correspondente a

5,1% a.a., até 2030, com projeções de 1.243,8 TWh, sendo autoprodução = 116,3 TWh, conservação = 114 TWh, consumo do setor energético = 46,7 TWh e rede = 1.060,2 TWh, no cenário de PIB crescendo a 5,1% a.a.. A expansão da geração hidrelétrica correspondente deverá ser de 87.700 MW, entre 2005 e 2030. As projeções para emissões de CO_2 corresponderão a 770 Mt, com crescimento anual de 3,5% a.a., base 2005.

FIGURA 9
Diagrama de Sankey para o setor energético brasileiro (2014)



Fonte: IEA. Disponível em: <goo.gl/bd87VC>.

O Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), elaborado anualmente a partir de 2006, tem horizonte de planejamento indicativo para 10 anos. Desde o PDE 2006-2015, o plano espelha a preocupação com a insuficiência na oferta, remanescente do racionamento de energia de 2001, devido ao aumento da demanda estimulada pela taxa de crescimento de cerca de 2% a.a. do PIB.

Ademais, em 2006, a diminuição da dependência de energia da Argentina era prevista devido a restrições de capacidade instalada. A oferta de gás natural para alimentar o crescente parque de novas usinas termelétricas seria parcialmente resolvida com a importação do gás boliviano, cuja construção se deu no período de 1997 a 2010. As UHEs de Santo Antônio, Jirau e Belo Monte tiveram planos de construção ratificados, todas com projetos a fio d'água e mínima área de alagação.

A projeção de eficiência energética teve meta de potencial de conservação variando entre 7% e 13%, conforme o segmento e a região de consumo, para a década PDE 2006-2015, com economia significativa proveniente da alta eficiência os refrigeradores,

condicionadores, motores e lâmpadas. Apesar disso, o índice de perda prevista era da ordem de 15% da carga de energia no SIN, para 2015. Para o cenário de referência, os percentuais de crescimento previstos para a carga de demanda foram de 4,8%, 4,7% e 4,8% ao ano, para os períodos 2005/2010, 2010/2015 e 2005/2015, respectivamente.

TABELA 8
Projeções para conservação de energia total e EE, segundo PDE
(Em %)

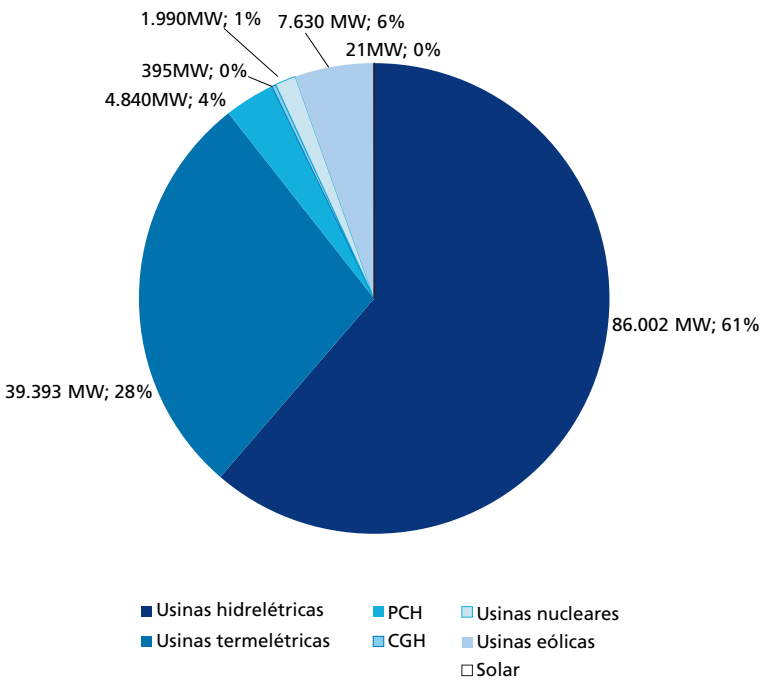
Plano decenal de expansão	Conservação energética total	Conservação de EE
PDE 2010-2019	4,3	3,2
PDE 2011-2020	5,7	4,5
PDE 2012-2021	6,4	5,9
PDE 2013-2022	5,8	5,9
PDE 2014-2023	5,2	-
PDE 2013-2024	5,8	5,9
PDE 2015-2026	7,0	4,0

Fonte: EPE.

Passada uma década, é possível fazer a avaliação dos indicadores de expansão do sistema elétrico. O PDE 2006-2015 previa a seguinte participação dos diversos tipos de fonte: hidráulica (73%), gás (9%), importação (6%), renováveis Proinfa + PCH (4%), nuclear (2%), óleo diesel (2%), carvão (2%), óleo combustível (1%), biomassa (1%), ao final do horizonte de planejamento.

Na realidade, em 2015, a geração elétrica correspondeu a 581.486 GWh diminuição de 9.056 GWh (1,5%), em relação a 2014, com oferta total de 615,9 TWh, queda de 8,4 TWh (1,3%). A energia hidráulica tem recuado desde 2011, devido à redução da oferta hídrica em condições de clima pouco favoráveis, fazendo com que outras renováveis avançassem. Em 2015, a capacidade instalada e respectiva participação das fontes na matriz de produção elétrica foram: hidráulica UHE + PCH + CGH (91.237 MW, 65%); térmica (39.564 MW, 28%); eólica (7.633 MW, 6%); nuclear (1.990 MW, 1%); e solar (21 MW). A capacidade instalada em 2015 totalizou 140.272 MW, 4,7% superior a 2014. A contribuição do gás e da biomassa na geração termoelétrica tem sido significativa e correspondeu a 12.532 MW (8%) e 12.881 MW (9%), respectivamente, dados da EPE de 2016.

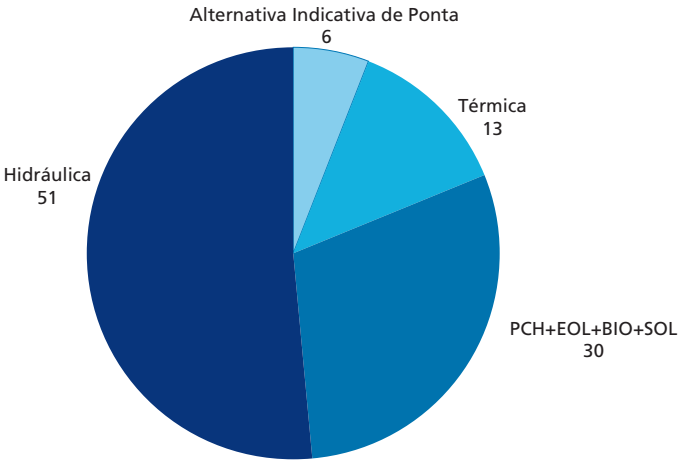
GRÁFICO 9
Capacidade instalada de EE por fonte (2015)



Fonte: ANEEL e EPE (2016d).
Obs.: Total = 140 GW.

O PDE 2017-2026 trabalha dois cenários, de menor e maior crescimento da economia. O plano prevê que a Oferta Interna de Energia (OIE) estará entre 309 milhões de tep e 351 milhões de tep, para o período 2021-2026, em consequência de crescimento médio anual de 2% a.a., com participação de 48% de renováveis até 2026. Os investimentos em expansão da infraestrutura necessários para atender à demanda são estimados em R$ 1,4 trilhão, sendo que 71,4% para petróleo e gás, 26,2% para geração (R$ 248 bilhões) e transmissão/subestações (R$ 119 bilhões em 62 mil km) de energia elétrica e 2,4% para a oferta de biocombustíveis. A estimativa de expansão do SIN para 2026 gira em torno de 65 GW de capacidade instalada, totalizando 205 GW, sem Itaipu-Paraguai, 87% de renováveis. O consumo final de energia per capita será de 1,41 tep/hab./ano. As perdas totais no SIN são da ordem de 20% a.a. para o período planejado. A intensidade energética prevista para 2026 é de 0,062 tep/10^3 R$[2010] e a intensidade elétrica na economia 0,036 MWh/10^3 R$[2010]. A elasticidade renda entre 2016 e 2026 será de 0,76 para o consumo de energia e 1,51 para eletricidade. As projeções de emissões na produção, transformação e uso de energia, para o cenário de referência, equivalerão a 469 milhões de ton CO_2eq, para 2026, pelo PDE 2017-2026.

GRÁFICO 10
Capacidade instalada de EE por fonte (2026)
(Em %)



Fonte: EPE (2018) e PDE 2017-2026.
Obs.: Cenário de referência = 205 GW.

O Balanço Energético Nacional (BEN), elaborado anualmente pela EPE, é o documento do qual se extraem as tabelas analisadas. A seguir, algumas estatísticas permitem a verificação do quadro conjuntural e futuro, desenhado previamente. A produção de energia primária (provida de forma direta pela natureza) no Brasil aumentou seis vezes em cinquenta anos, tendo sido equivalente a 286,47 milhões de toneladas de óleo equivalente, em 2015. O destaque de crescimento foi para a produção de gás natural, multiplicada em aproximadamente trinta vezes, em meio século, seguida pelo aumento de petróleo em quinze vezes.

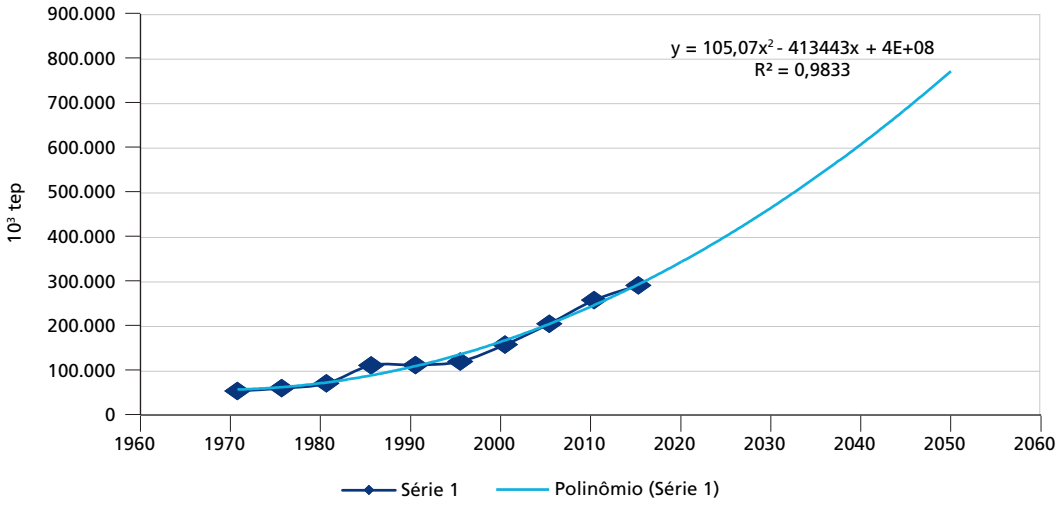
No cômputo geral, aproximadamente 42% da produção foram supridos por renováveis, em 2015, sendo 17,6% por derivados da cana e 10,8% por energia hidráulica. A participação das energias renováveis teve seu auge em 1979 (79,5%), mas o destaque era para a participação da lenha com 48,9%. Posteriormente, entre 1995 e 1996, a energia hidráulica foi igualada a da lenha com participação de aproximadamente 19% na matriz de produção, como mostra a tabela 9.

TABELA 9
Série histórica de produção de energia primária
(Em 10^3 tep)

Fontes	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2015
Não renovável	10.590	11.694	14.058	38.267	41.139	46.022	80.756	106.867	134.277	166.407
Petróleo	8.161	8.727	9.256	28.080	32.550	35.776	63.849	84.300	106.559	126.127
Gás natural	1.255	1.613	2.189	5.427	6.233	7.896	13.185	17.575	22.771	34.871
Carvão vapor	611	743	1.493	2.620	1.595	1.967	2.603	2.348	2.104	3.066
Carvão metalúrgico	504	558	991	903	320	68	10	135	0	0
Urânio (u_3o_8)	0	0	0	1.011	51	0	132	1.309	1.767	512
Outras não renováveis	60	53	129	227	391	315	978	1.200	1.075	1.830
Renovável	39.037	43.857	52.347	68.723	66.551	69.475	72.577	93.655	118.922	120.064
Energia hidráulica	3.422	6.214	11.082	15.334	17.770	21.827	26.168	29.021	34.683	30.938
Lenha	31.852	33.154	31.083	32.925	28.537	23.261	23.054	28.420	25.997	24.519
Produtos da cana	3.601	4.180	9.301	19.108	18.451	21.778	19.895	31.094	48.852	50.424
Outras renováveis	163	310	881	1.356	1.793	2.608	3.460	5.120	9.389	14.183
Total	**49.627**	**55.552**	**66.404**	**106.990**	**107.690**	**115.497**	**153.334**	**200.522**	**253.198**	**286.471**

Fontes: MME e EPE (2016c).

GRÁFICO 11
Linha de tendência para a produção de energia primária (1970-2050)
(Em mil tep)



Elaboração da autora.

A evolução da oferta interna de energia (colocada à disposição para ser transformada ou consumida diretamente) mostra que o Brasil recorre à importação tanto de energia renovável como não renovável. O destaque é para o setor de petróleo e derivados, cuja oferta no mercado interno foi menor que a produção de energia primária em alguns anos, entre 2006 e 2010 e em 2015, indicando o potencial exportador. Entretanto, a dependência de energia externa foi estimada em cerca de 7%, para 2015, como será observado mais adiante.

TABELA 10
Oferta interna de energia
(Em 10^3 tep)

Identificação	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2015
Energia não renovável	27.918	47.543	62.516	63.350	72.672	89.279	112.782	121.819	148.644	175.957
Petróleo e derivados	25.251	43.718	55.393	49.239	57.749	70.786	86.743	84.553	101.714	111.626
Gás natural	170	571	1.092	2.946	4.337	5.424	10.256	20.526	27.536	40.971
Carvão mineral e coque	2.437	3.201	5.902	10.021	9.598	11.843	12.999	12.991	14.462	17.675
Urânio (u_3o_8)	0	0	0	916	598	911	1.806	2.549	3.857	3.855
Outras não renováveis	60	53	129	227	391	315	978	1.200	1.075	1.830
Energia renovável	39.028	43.843	52.157	67.656	69.368	73.555	77.261	96.117	120.152	123.255
Hidráulica[1]	3.420	6.219	11.063	15.499	20.051	24.866	29.980	32.379	37.663	33.897
Lenha e carvão vegetal	31.852	33.154	31.083	32.925	28.537	23.266	23.060	28.468	25.998	24.519
Derivados da cana	3.593	4.161	9.129	17.877	18.988	22.814	20.761	30.150	47.102	50.648
Outras renováveis	163	310	881	1.356	1.793	2.608	3.460	5.120	9.389	14.191
Total	**66.946**	**91.386**	**114.673**	**131.006**	**142.041**	**162.834**	**190.043**	**217.936**	**268.796**	**299.211**

Fontes: MME e EPE (2016c).
Nota: [1] Inclui importação de eletricidade oriunda de fonte hidráulica. 1 kWh = 860 kcal (equivalente térmico teórico – primeiro princípio da termodinâmica).

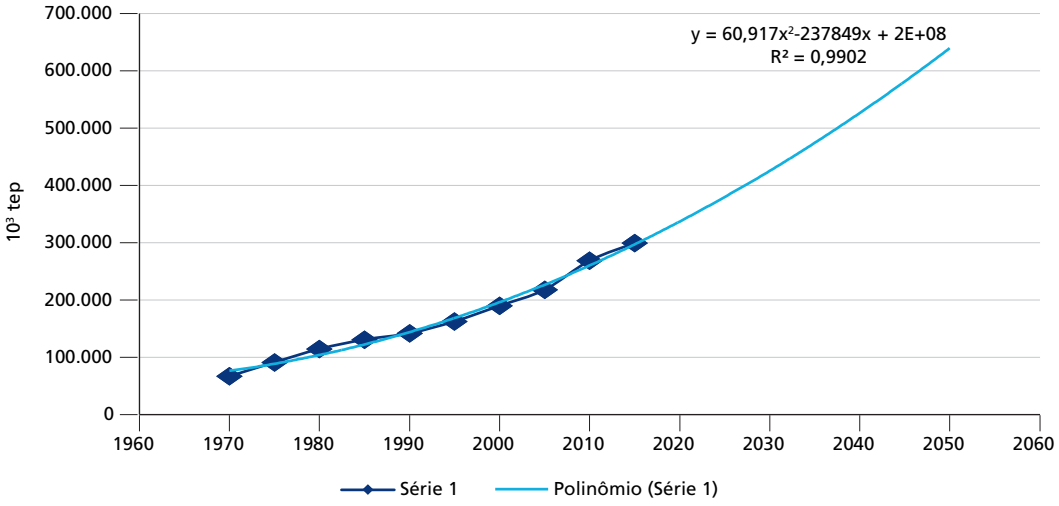
Sintetizando o BEN (2016c), base 2015, as fontes renováveis eram responsáveis por 41,2% da repartição da oferta interna de energia, sendo a contribuição da biomassa de cana (16,9%), hidráulica (11,3%); lenha e carvão vegetal (8,2%); e lixívia[18] e outras renováveis (4,7%). As fontes não renováveis tiveram participação de 58,8%, resultado da adição de petróleo e derivados (37,3%); gás natural (13,7%); carvão mineral (5,9%); urânio (1,3%); e outras não renováveis (0,6%).

Com relação à dependência externa de energia, o gás boliviano, a eletricidade paraguaia e o carvão americano representam as principais importações do setor. Observa-se que, no caso de petróleo, a tendência de exportação vem se confirmando de forma tímida para alguns dos produtos e derivados.

A perspectiva de reversão do quadro, antes majoritariamente importador, ocorre devido à descoberta de reserva de petróleo na camada do pré-sal. Entretanto, a situação no momento ainda é indefinida, pois somente o óleo combustível aparece como superavitário, sendo necessária a importação de gás, gasolina e diesel. A conclusão das refinarias, em processo de construção, favorecerá a tendência exportadora futuramente. O gás natural representa a melhor expectativa de aproveitamento, devido aos programas governamentais em andamento.

18. A lixívia negra, também denominada licor negro, é um líquido com teor de lignina resultante das fábricas de pasta de sulfato ou indústria madeireira, que pode ser utilizado na produção de calor e eletricidade.

GRÁFICO 12
Linha de tendência para a oferta interna de energia (1970-2050)
(Em mil tep)



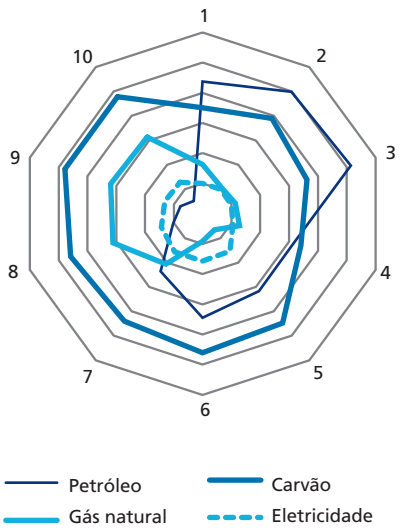
Elaboração da autora.

TABELA 11
Dependência externa de energia

Identificação		1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2015
Total	10^3 tep	18.468	36.885	49.456	26.985	36.227	49.769	43.253	22.644	20.694	22.045
	%	27,1	39,9	42,7	20,1	25,2	30,1	22,0	10,1	7,6	7,1
Petróleo	10^3 bep/d	344	704	923	433	512	706	486	10	-97	-230
	%	67,6	79,8	83,0	43,1	43,4	49,0	27,1	0,6	-4,6	-9,7
Gás natural	10^6 m³	15	6	28	165	-290	-90	2.211	9.016	12.639	18.399
	%	12,6	1,2	2,6	5,6	-6,8	-1,7	21,3	42,5	43,9	42,5
Carvão mineral	10^3 t	2.070	2.967	5.042	8.146	10.720	13.567	14.846	15.440	17.710	22.568
	%	50,2	57,9	52,6	48,3	69,6	72,0	68,1	71,6	75,6	75,8
Eletricidade	GWh	-20	55	-213	1.913	26.538	35.352	44.338	39.042	34.648	34.422
	%	0,0	0,1	-0,2	1,0	10,6	11,4	11,3	8,8	6,3	5,6

Fontes: MME e EPE (2016c).
Obs.: Diferença entre a demanda interna de energia (inclusive perdas de transformação, distribuição e armazenagem) e a produção interna. Valores negativos correspondem à exportação líquida.

FIGURA 10
Dependência externa de energia (1970-2015)
(Em %)



Elaboração da autora.
Obs.: 1 = 1970, ...10 = 2015.

No consumo final por fonte (consumo final de energia primária e secundária de diferentes fontes de energia), percebe-se a predominância dos derivados de petróleo com participação crescente desde 1970, igual a 37%, até 2015, com 43% da fatia do mercado energético. O aumento no consumo foi quadruplicado nesse intervalo de tempo, com óleo diesel e gasolina sendo as fontes mais importantes.

Verifica-se a trajetória ascendente da eletricidade, com participação crescente, multiplicada em mais de três vezes, e com consumo aumentado em treze vezes, entre 1970 e 2015. O setor energético do país, tendo sido representado pela hidroeletricidade, é dos menos intensivos em carbono, quando comparado ao restante do mundo. A produção de eletricidade dobrou nessas duas últimas décadas, sendo mais de 70% fornecidos pelas hidrelétricas.

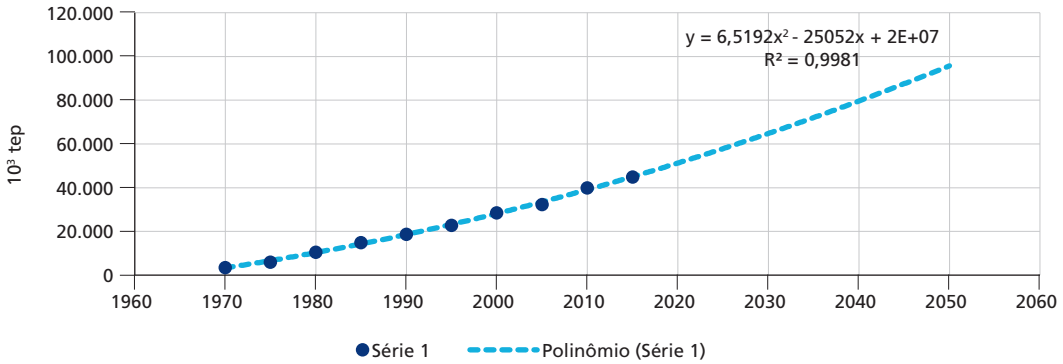
Segue-se, em importância, a contribuição do bagaço de cana no consumo energético, com aumento de nove vezes de 1970 a 2015. O gás natural e o álcool etílico, em curvas exponenciais de crescimento, apresentam crescimentos muito maiores.

TABELA 12
Consumo final por fonte
(Em 10^3 tep)

Fontes	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2015
Gás natural	70	364	882	2.233	3.033	3.930	7.115	13.410	16.887	18.765
Carvão mineral	88	125	512	1.521	992	1.131	2.269	2.828	3.238	3.855
Lenha	28.345	25.839	21.862	19.922	15.636	13.045	13.627	16.119	17.052	16.670
Bagaço de cana	3.149	3.720	6.812	11.725	11.266	14.345	13.381	21.147	30.066	28.667
Outras fontes primárias	142	269	738	1.168	1.494	2.136	3.000	4.249	6.043	7.013
Gás de coqueria	250	376	668	1.140	1.229	1.410	1.247	1.329	1.434	1.336
Coque de carvão mineral	1.182	1.602	3.197	4.941	5.132	6.808	6.506	6.420	7.516	7.886
Eletricidade	3.410	6.005	10.548	14.921	18.711	22.764	28.523	32.267	39.964	44.946
Carvão vegetal	1.590	3.321	4.272	6.182	6.137	4.915	4.814	6.248	4.648	3.901
Álcool etílico	310	276	1.673	4.651	6.346	7.481	6.457	7.324	12.628	15.927
Alcatrão	60	87	178	272	225	253	219	197	238	228
Subtotal derivados de petróleo	23.510	42.107	53.039	48.406	57.334	69.338	84.234	83.954	101.480	111.488
Óleo diesel	5.393	10.081	15.701	17.084	20.944	25.206	29.505	32.643	41.498	48.033
Óleo combustível	6.600	12.689	16.210	8.820	9.709	11.129	9.500	6.583	4.939	3.222
Gasolina	7.446	11.268	8.860	6.099	7.485	11.106	13.319	13.638	17.578	23.306
Gás liquefeito de petróleo	1.367	2.016	3.043	4.105	5.688	6.484	7.844	7.121	7.701	8.124
Nafta	6	1.023	1.563	4.019	4.958	5.973	8.102	7.277	7.601	6.929
Querosene	1.138	1.766	2.190	2.133	2.190	2.524	3.242	2.602	3.202	3.615
Gás canalizado	132	173	227	291	280	119	85	0	0	0
Outras secundárias de petróleo	227	973	2.062	2.486	2.848	3.791	8.186	9.589	11.164	11.528
Gás de refinaria	181	875	1.138	1.482	1.819	2.176	2.847	3.769	3.745	4.339
Coque petróleo	0	0	0	382	391	647	3.317	3.821	5.333	5.434
Outras energias de petróleo	45	98	924	622	638	968	2.022	1.999	2.086	1.755
Produtos não energéticos de petróleo	1.202	2.119	3.182	3.370	3.233	3.007	4.450	4.500	7.797	6.731
Total	**62.106**	**84.092**	**104.382**	**117.082**	**127.535**	**147.557**	**171.391**	**195.491**	**241.194**	**260.684**

Fontes: MME e EPE (2016c).

GRÁFICO 13
Linha de tendência para o consumo de eletricidade (1970-2050)
(Em mil tep)



Elaboração da autora.

No consumo final por setor (consumo final de energia primária e secundária de diferentes setores de atividade socioeconômica), é possível constatar a predominância dos setores industrial e de transportes, ambos com participação aproximada de 32% na matriz de consumo, em 2015.

Percebe-se pela curva de tendência, que as retrações ocorridas na indústria prejudicam o desempenho futuro do setor, com perspectiva de ficar abaixo do crescimento do setor transporte. Logo, verifica-se uma maior volatilidade do setor industrial. Sendo assim, é pouco provável que o segmento transporte venha a manter o consumo acima da indústria por longo período de tempo, apesar da trajetória ascendente mais estável, pois o poder de reação da indústria tende a ser maior. Outro fator relevante para a análise futura de consumo é a tendência de eletrificação da frota de veículos.

Seguem em importância os segmentos energético e residencial, com participação de 10% e 9%, em 2015, respectivamente. O setor agropecuário e o segmento de comércio são menos significativos, com 4% e 3% de participação, respectivamente.

TABELA 13
Consumo final por setor
(Em 10^3 tep)

Identificação	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2015
Consumo final	62.106	84.092	104.382	117.082	127.535	147.557	171.391	195.491	241.194	260.684
Consumo final não energético	1.471	3.459	5.641	9.109	9.953	10.795	14.293	13.222	17.686	15.237
Consumo final energético	60.635	80.633	98.741	107.973	117.582	136.762	157.098	182.269	223.508	245.446
Setor energético	1.551	3.152	5.873	11.515	12.042	12.832	12.847	17.653	24.263	27.763
Residencial	22.076	22.049	20.957	18.546	18.048	18.092	20.688	21.827	23.562	24.951
Comercial	850	1.274	1.794	2.141	2.936	3.451	4.968	5.452	6.731	8.582
Público	417	785	1.158	1.429	1.732	2.653	3.242	3.451	3.636	3.980
Agropecuário	5.351	5.349	5.752	6.059	6.027	7.051	7.322	8.361	10.029	11.487
Transportes – total	13.192	22.181	25.715	27.308	32.964	41.335	47.385	52.720	69.720	84.037
Rodoviário	11.361	18.525	21.611	22.124	29.276	37.250	42.766	48.073	63.963	78.267
Ferroviário	531	604	689	701	633	545	511	926	1.135	1.148
Aéreo	712	1.327	1.735	1.857	1.967	2.436	3.182	2.596	3.241	3.658
Hidroviário	588	1.725	1.681	2.626	1.089	1.105	926	1.124	1.380	965
Industrial – total	17.198	25.821	37.491	40.975	43.523	51.347	60.646	72.806	85.567	84.645
Cimento	1.292	2.074	2.757	2.098	2.267	2.323	3.337	2.902	4.255	4.750
Ferro-gusa e aço	3.284	5.844	8.694	11.405	12.225	13.900	14.906	16.914	16.445	16.524
Ferro-ligas	99	229	502	807	945	969	1.174	1.613	1.695	1.206
Mineração e pelotização	263	681	1.254	1.273	1.289	1.511	2.220	2.764	3.182	3.346
Não ferrosos e outros da metalurgia	455	905	1.718	2.407	3.344	3.891	4.328	5.403	6.492	5.646
Química	1.166	2.013	3.741	4.114	4.234	4.780	6.420	7.132	7.214	6.706
Alimentos e bebidas	5.710	6.562	8.132	8.738	8.346	11.276	12.514	17.926	23.244	21.475

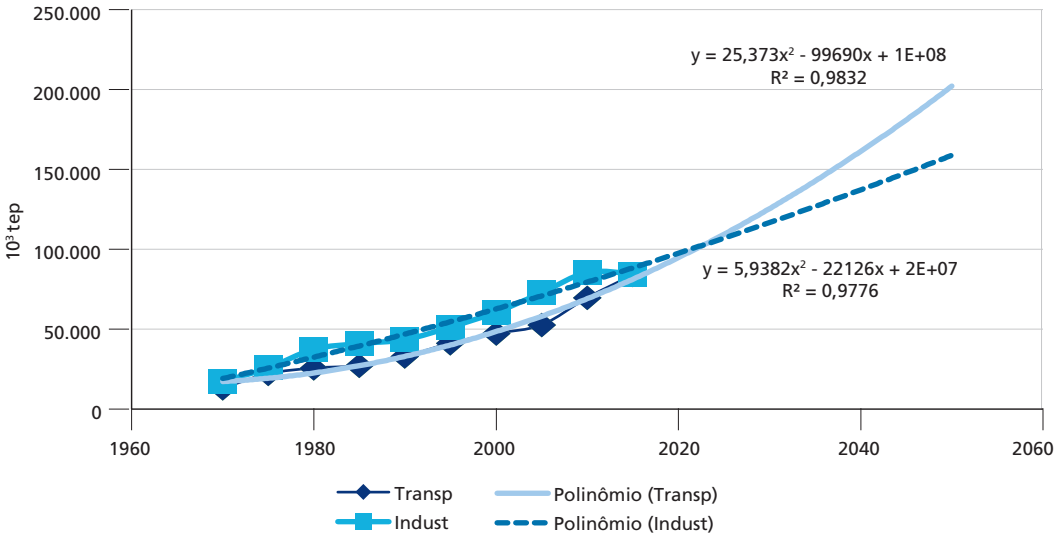
(Continua)

(Continuação)

Identificação	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2015
Têxtil	784	997	1.147	1.032	1.212	1.097	1.124	1.202	1.212	895
Papel e celulose	934	1.481	2.664	3.167	3.612	4.867	6.206	7.713	10.131	11.729
Cerâmica	1.542	2.088	2.511	2.479	2.331	2.521	3.068	3.412	4.485	4.614
Outros	1.670	2.948	4.371	3.455	3.720	4.213	5.347	5.823	7.211	7.754
Consumo não identificado	0	23	0	0	311	0	0	0	0	0

Fontes: MME e EPE (2016c).

GRÁFICO 14
Linha de tendência para consumo final da indústria e de transportes (1970-2050)
(Em mil tep)



Elaboração da autora.

Na atual conjuntura, a oferta interna de energia (OIE) tem acompanhado o quadro econômico recessivo, com volume correspondendo a aproximadamente 305, 299 e 288 milhões tep, em 2014, 2015 e 2016, respectivamente. O consumo final passou de 265, para 261 e até 255 milhões de tep, respectivamente. A evolução do PIB no período foi de 0,5%, -3,8% e -3,6%. Na oferta interna de eletricidade (OIEE), o segmento é mais resiliente, com recuperação no último ano, sendo 624, 615, 619 mil GWh, respectivamente.

O consumo de eletricidade apresentou a seguinte evolução 46.005, 45.096 e 44.705 mil tep, para 2014, 2015 e 2016, respectivamente. A redução no consumo final energético e não energético em 2016 foi de 2,2%, diminuindo 0,9 milhões de tep (1,1%) no setor industrial e 1,4 milhões de tep (1,6%) no transporte, em relação a 2015. A situação no consumo final energético foi de queda de 5 milhões de tep, devido à queda no consumo de álcool etílico (10%) e queda no consumo de derivados de petróleo (2,4%), entre 2015 e 2016, segundo o BEN 2017, base 2016 (EPE, 2017).

A participação das renováveis na matriz elétrica passou de 70,5% para 71,2%, entre 2015 e 2016, em consequência do aumento da importação de Itaipu e da expansão da geração eólica. A capacidade instalada da geração eólica, acima de 10 GW, teve crescimento superior a 30%. A potência instalada de micro e mini geração distribuída foi de 72,5 MW, com cerca de 57 MW de energia solar. Na OIE, a repartição das renováveis é de 43,5%, composta de 17,5% de biomassa de cana, 12,6% de hidráulica, 8% de lenha e carvão vegetal e 5,4% de outras renováveis (lixívia, biodiesel, eólica...). As renováveis vêm ganhando participação na OIE, com crescimento de 1,4%, entre 2015 e 2016, enquanto as não renováveis perderam participação de 7,3%.

A OIEE *per capita* teve leve queda passando de 2.999 kWh/hab, em 2015, para 2.996 kWh/hab, em 2016, enquanto a OIEE/PIB *per capita* foi de 216 para 217 kWh/10^3[2016]. As emissões totais foram de 429 Mt CO_2, enquanto emissões *per capita* foram de 2,1 tCO_2, em 2016. A intensidade de carbono na geração elétrica foi de 101,3 kg CO_2/MWh, em 2016, e na economia de 0,15 kg CO_2/US$[2010].

TABELA 14
Consumo de eletricidade por classe GWh (2011-2016)

Classe	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Δ% (2016/2015)	Participação (%) (2016)
Residencial	111.971	117.646	124.908	132.302	131.190	132.872	1,3	28,8
Industrial	183.576	183.475	184.685	179.106	168.856	164.557	-2,5	35,7
Comercial	73.482	79.226	83.704	89.840	90.768	87.873	-3,2	19,1
Rural	21.027	22.952	23.455	25.671	25.899	27.266	5,3	5,6
Poder público	13.222	14.077	14.653	15.354	15.189	15.092	-0,6	3,3
Iluminação pública	12.478	12.916	13.512	14.043	15.333	15.035	-1,9	3,3
Serviço público	13.983	14.525	14.847	15.242	14.730	14.969	1,6	3,2
Próprio	3.277	3.360	3.371	3.265	3.011	3.164	5,1	0,7
Brasil	**433.015**	**448.177**	**463.134**	**474.823**	**464.976**	**460.829**	**-0,9**	**100,0**

Fonte: ANEEL e EPE (2016d).

O Programa de Expansão da Transmissão (PET) teve sua primeira versão em 2006, contemplando o horizonte 2010, enquanto a primeira versão do Plano de Expansão de Longo Prazo (PELP) foi em 2012. Os planos são publicados semestralmente em fevereiro e agosto, sendo que os PETs têm horizonte de planejamento de seis anos. Estes planos priorizam as instalações que deverão fazer parte dos lotes a serem leiloados.

Analisando o planejamento em uma década, observa-se que está previsto o aumento de 45% da rede, ou seja, pouco menos de 62 mil km, de 134.956 km, em 2016, para 196.839 km, em 2026. A substituição de projetos de 750 kV em corrente alternada, por

projetos de 500 kV em corrente contínua, faz parte dos planos. Entre 2007 e 2016, a expansão do sistema de transmissão foi de pouco mais de 46 mil km, tomando por base os 88.898 km, em 2007. A implantação física tem sido variável ao longo dos anos, com 2,6 mil km entre 2006/07 e 10,2 mil km entre 2012 e 2013.

O SIN interliga diferentes bacias produtoras de energia hidrelétrica, em operação coordenada com as termelétricas e com as fontes renováveis. Com isso, proporciona ganho energético significativo de até 5% da oferta hidrotermelétrica, com capacidade instalada que se aproximava de 150 GW, em 2016. Apesar de o sistema de transmissão ser elemento estrutural que atribui a característica de flexibilidade ao SIN, sempre existirão formas alternativas econômicas para aumentar o suprimento energético de comunidades *off-grid*, sem necessidade de interligação com o SIN, como mostra o levantamento de opções tecnológicas apresentadas na seção seguinte. Imprescindível para essas regiões é manter sistemas de comunicação de excelência, como forma de evitar o isolamento.

A análise criteriosa sobre a necessidade de implantação das linhas é justificada pela existência de gargalos no sistema de transmissão. O caso mais emblemático é o de Roraima cuja capital recebe eletricidade da Venezuela, em profunda crise política e econômica. O problema tem repercutido duplamente em Boa Vista e Pacaraima nos últimos anos, com o abastecimento instável de energia e com o fluxo migratório provenientes do país vizinho. Apenas um terço da EE da cidade era suprida por térmicas mais onerosas (óleo combustível) e a interligação com 715 km até Manaus, prevista desde a década de 1970 e licitada em 2011, teve licenciamento impedido pela passagem em terras Waimiri-Atroari. Porém, a situação tem se deteriorado rapidamente e os apagões sucessivos vêm ensejando o enquadramento do projeto de interconexão como infraestrutura de interesse nacional.

A soma de gastos para suprimento energético imediato e futuro de Boa Vista pode ser bilionário, pois implica em funcionamento de termelétricas em tempo integral, em implantação de linha de transmissão e em ressarcimento aos povos indígenas. A situação parece indicar tratamentos alternativos e pouco ortodoxos para o modelo atual. A oferta de mão-de-obra, inesperadamente episódica e farta, estaria sugerindo a oportunidade de empregabilidade na introdução de energias renováveis? O aumento do movimento de instalação e produção de energia nova certamente representaria uma compensação à execução dos gastos públicos da localidade, atualmente sobrecarregada com despesas diversas de imigração sobre o sistema de saúde e habitação.

Ademais, outros casos como os das UHEs do rio Madeira, Santo Antônio e Jirau estiveram em pauta até bem recentemente. Prontas para gerar 7 GW, precisavam das

linhas de transmissão para interligação com o SIN, que deveriam ter sido finalizadas em 2017. No caso da UHE de Belo Monte, a implantação de mais de 2 mil km do linhão teve obras atrasadas por problemas financeiros da empresa responsável, a espanhola Abengoa, que obrigou a realização de nova licitação. Como observado no capítulo anterior, tal descompasso também se repetiu com as fazendas eólicas nordestinas, o que implicou em desmobilização de projetos até que o transporte da eletricidade fosse assegurado.

A apreensão diz respeito à definição da fronteira de expansão do sistema de transmissão, por questão de custo-eficiência. A construção de linhas de transmissão em país continental invariavelmente implica investimentos relevantes, muitas vezes para além do limite de uma razoável relação custo/benefício. Por outro lado, é necessário considerar os benefícios que a construção de linhas de transmissão pode gerar em futuros intercâmbios de energias com países limítrofes, o que pode ser uma estratégia interessante no longo prazo.

Alguns dados técnicos auxiliam na compreensão da problemática de decisão sobre a construção do sistema de transmissão, voltagem e comprimento das linhas, pois implicam em perdas de energia com o transporte. Tecnologias de Corrente Direta em Alta Voltagem (HVDC), associadas a equipamentos eletrônicos avançados, têm aumentado a capacidade de transmissão de forma dramática. Os Sistemas Flexíveis de Transmissão em Corrente Alternada (FACTS) aumentam o controle e a capacidade de transferência de força, minimizando a necessidade de direitos de transmissão e permitindo maior interligação de fontes renováveis.

Linhas de Potência Naturalmente Elevadas (LPNEs) para transmissão em corrente contínua, empregadas em Itaipu, permitem redução de custo unitário de energia transportada. As linhas de extra-alta tensão, acima de 345 kV, têm o efeito corona como limitante, provocando perdas elétricas no sistema e interferência nas transmissões de rádio e televisão dos arredores. A transmissão em alta potência utiliza, geralmente, a corrente alternada (AC). Enquanto as linhas de transmissão de ultratensão, acima de 750 kV, utilizam a corrente contínua ou direta (DC) para transmissão de grandes volumes de energia pelas linhas HVDC, que possibilitam o desacoplamento entre sistemas e a economia de cabos, tornando a estrutura mais leve.

A rede DC é utilizada normalmente para conectar diferentes redes ACs não sincronizadas. O aumento do uso de DC para transmissão em longa distância e alta voltagem (HV) ocorre devido à diminuição dos custos, com torres mais estreitas que exigem menores extensões de terra e direitos de passagem; e à redução de perdas de transmissão, devido aos cabos mais espessos e à ausência do efeito corona/dielétrico

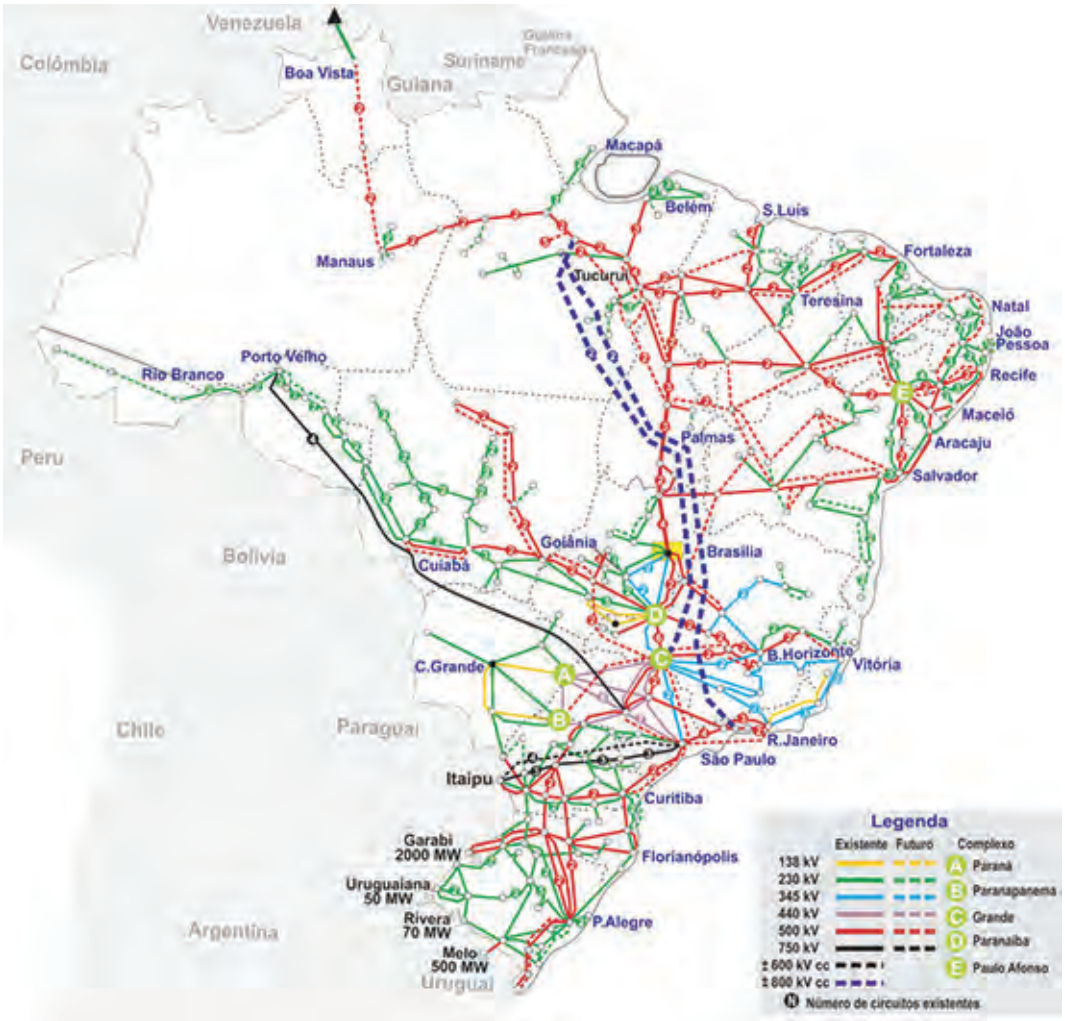
exacerbado em HV ou em cabos submersos que afetam a AC. A DC é mais vantajosa à medida que a distância de transmissão cresce e os ganhos com a diminuição das perdas compensam os custos de conversão no final da linha, enquanto a AC é mais adequada para distâncias menores, em que os custos de fim de linha são expressivos.

No curto prazo, o setor de transmissão deve receber investimentos da ordem de R$ 70 bilhões, para expansão de mais 30 mil km, referentes aos leilões de 2016 a 2018. Para viabilizar a expansão, a ANEEL faz concessões para as empresas privadas. Entretanto, algumas empresas que experimentaram a construção de novos trechos tiveram dificuldades, como as espanholas Abengoa e a Isolux que enfrentaram crises financeiras e preferiram recuar do mercado.

Como visto anteriormente, o cenário passado foi de dominante presença da Eletrobras em contratação de parcerias que garantiram as denominadas taxas patrióticas de retorno. A situação de esvaziamento nos leilões foi recorrente, variando de 0,6% dos investimentos, em 2008, passando por 17%, em 2013, 28%, em 2014, até chegar à situação crítica de 50,6% dos investimentos serem totalmente ignorados pelos investidores, em 2015. Apenas em duas ocasiões a demanda correspondeu à oferta com sete lotes sendo totalmente concedidos, em 2007, e dezenove lotes arrematados em 2009. A problemática motivou a Decisão 1.868/2016 do Plenário do TCU, que recomendava ao MME a adoção de medidas de saneamento financeiro da Eletrobras, de forma a equacionar a queda severa e persistente nos investimentos de transmissão.

Sendo assim, a reversão do quadro vem sendo confirmada aos poucos, com leilões mais atrativos. Em 2016, 24 lotes de transmissão foram ofertados no leilão pela menor RAP, equivalendo a investimentos de R$ 11,6 bilhões, com RAP totalizando R$ 2,1 bilhões. Dos 24 lotes, apenas três ficaram sem proposta. O sucesso do leilão de 2016 deve-se a três fatores: i) altas taxas de retorno conseguidas para os projetos em andamento; *ii*) estabilidade das regras; e *iii*) Portaria nº 120, de 20 de maio de 2016, que garante a segurança jurídica. Para o certame, participaram os fundos de investimentos, grandes gestoras de empreendimentos, além de empresas de energia. Os estados contemplados foram Bahia, Ceará, Espírito Santo, Minas Gerais, Pará, Paraíba, Piauí e Rio Grande do Norte.

MAPA 2
Linhas de transmissão em território nacional
Horizonte 2017



Fonte: ONS. Disponível em: <goo.gl/7DyvJx>.
Obs.: Sistema Interligado Nacional (SIN) – rede básica de transmissão determinada pela Lei nº 9.074/1995 e regulada pelo Decreto nº 1.717/1995. Concessionárias de transmissão exploram serviços de rede básica e conexões, com mais de 230 KV, e demais instalações.

O Programa Luz para Todos (LpT), criado pelo Decreto nº 4.873, substituiu o Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios (PRODEEM) no final de 2003 com o intuito de universalizar o serviço de eletricidade no país, que incluía sistemas individuais de geração com fontes intermitentes. O custeio tem sido compartilhado entre distribuidoras, repassando às tarifas de consumo, por fundos setoriais

(CDE e RGR), por governos estaduais e pelo Tesouro Nacional (MP nº 579/2012). O critério de seleção dos municípios contemplados teria sido a cobertura do serviço inferior a 85%, além de comunidades com algum grau de vulnerabilidade, tais como atingidos por barragens, escolas públicas, postos de saúde, abastecimento de água, assentamentos rurais e agricultura familiar.

O LpT atendeu, até 2016, 3,3 milhões de ligações (cerca de 16 milhões de pessoas), com investimentos superiores a R$ 20 bilhões, sendo três quartos deles provenientes do governo federal. Coordenado pelo MME e operacionalizado pela Eletrobras, o programa é executado pelas empresas distribuidoras e pelas cooperativas de eletrificação rural em parceria com os governos estaduais. O programa foi prorrogado por três vezes, Decreto nº 7.520/2011, Decreto nº 8.387/2014 e Decreto nº 9.357/2018, esse último com o objetivo de contemplar mais famílias do meio rural até 2022. Somente em 2018, estavam previstas mais de 95 mil ligações, com investimentos que ultrapassam R$ 1 bilhão.

Falhas no LpT foram apontadas pelo TCU em 2012 e diziam respeito à inadequação ou inexistência de critérios de aceitabilidade de preços unitários, execução de serviços em quantidade/local divergentes daqueles previstos em editais e atrasos nas obras. As auditorias foram realizadas nos estados do Acre, Alagoas, Amazonas, Piauí, Rondônia e Roraima, considerando o desempenho das companhias distribuidoras já deficitárias. O programa prioriza o atendimento com rede de baixo custo e, de forma complementar, os sistemas descentralizados com ou sem redes associadas. Entre as opções tecnológicas estão mini e microcentral hidrelétrica, termelétrica, eólica, solar e usinas híbridas.

Contudo, carece de pormenorizada avaliação a relação benefício/custo das alternativas de prover energia renovável *off-grid* às comunidades isoladas ou de implantar redes de distribuição que mitigam o risco da intermitência. Compilação de melhores práticas que definam critérios adicionais a propostas custo-eficientes de energias limpas e renováveis em cronogramas de implantação encurtados são outra lacuna do processo de avaliação do programa. Nessa mesma linha, acrescenta-se a análise de sinergia do LpT com programas correlatos de financiamento nas diversas esferas de governo, como o Prodeem, o Luz no Campo e Luz da Terra, por exemplo.

TABELA 15
Programa Luz para Todos – beneficiados e ligações (2004-2016)
(Em mil)

		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Totais
Norte	Pessoas	41	205	450	386	498	431	513	283	137	105	149	105	137	3.442
	Ligações	8	41	90	77	100	86	103	71	34	26	37	26	34	734
Nordeste	Pessoas	136	1.004	1.358	1.006	1.177	904	1.001	408	316	225	175	103	146	7.959
	Ligações	27	201	272	201	235	181	200	102	79	56	44	26	36	1.660
Sudeste	Pessoas	121	337	757	299	197	193	325	205	4	2	9	4	2	2.455
	Ligações	24	67	151	60	39	39	65	51	1	1	2	1	1	503
Sul	Pessoas	21	185	214	169	168	142	113	35	6	5	9	0	0	1.067
	Ligações	4	37	43	34	34	28	23	9	1	1	2	0	0	216
C-Oeste	Pessoas	31	160	170	130	168	120	144	60	17	12	21	19	10	1.060
	Ligações	6	32	34	26	34	24	29	15	4	3	5	5	2	218
Brasil	Pessoas	350	1.890	2.950	1.989	2.207	1.790	2.096	991	481	349	362	231	295	15.982
	Ligações	70	378	590	398	441	358	419	248	120	87	91	58	73	3.331

Fonte: MME.

A estruturação dos planos do setor energético segue a adesão à Política Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC), de acordo com a Lei nº 12.187/2009 regulamentada pelo Decreto nº 7.390/2010, assim como aos demais compromissos voluntários assumidos junto às organizações internacionais. A Política Nacional sobre Mudança do Clima coloca o setor elétrico no conjunto de doze setores responsáveis por reduzir os GEEs, pela significativa participação de um terço do conjunto de emissões nacionais.

As metas de abatimento das emissões dos GEEs estão entre 36,1% e 38,9%, ou seja, entre 1.168 $GtCO_2Eq$ e 1.259 $GtCO_2Eq$, projetadas para 2020. A intenção foi ratificada em 2015, quando o Brasil comunicou à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC) a redução de 37% entre 2020 e 2025, e de 43%, em 2030, com relação ao nível de 2005. As contribuições determinadas nacionalmente detalham os abatimentos nos setores de agricultura, energia e mudanças no uso da terra, sem considerar transportes e indústria.

A primeira comunicação nacional do Brasil à UNFCCC, elaborada pelo Ministério de Ciência e Tecnologia em 2004, representava um pequeno passo na compreensão dos diferentes processos de emissões de GEE, por atividade antrópica. Quinze relatórios setoriais, entre eles o de energia, compreendiam o primeiro inventário dos GEEs, referente ao período 1990-1994.

Em 2010, a segunda comunicação à Convenção do Clima apresentou o levantamento para o período entre 1990 e 2005, envolvendo a colaboração de seiscentas instituições e 1.200 especialistas. A terceira comunicação de 2016, para o intervalo 2005-2010, esclareceu que 41% dos 296 milhões de tep do setor energia eram oriundos de fontes renováveis, em 2013. A oferta interna de EE contou com 79,3% de renováveis, sendo o destaque para a predominância da energia hidráulica, com 64,9%, enquanto a biomassa correspondeu a 7,6% e a eólica a 1,1%.

TABELA 16
Emissões de GEE da geração hidrelétrica (2011-2016)
(Em $MtCO_2eq$)

Origem	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Δ% (2016/2015)	Participação % (2016)
SIN	14,89	28,95	52,83	71,00	68,96	45,35	-34,2	70,4
Sistemas isolados	7,10	7,58	7,52	7,30	4,20	2,37	-43,6	3,7
Autoprodução	13,09	13,65	14,44	15,77	16,44	16,72	1,70	25,9
Total	**35,08**	**50,18**	**74,79**	**94,07**	**89,61**	**64,44**	**-28,1**	**100**

Fontes: Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2017 da EPE, Eletrobras (2016) e BEN (EPE, 2016c).

Acompanhando a tendência global desde cedo, o planejamento energético brasileiro esboça o compromisso de responsabilidade com a atenuação das mudanças climáticas. O PDE 2007-2016 e o PNE 2030, base 2006, refletem o Plano de Ação sobre Mudanças Climáticas, Energia Limpa e Desenvolvimento Sustentável, promovido pela Cúpula G8 de Gleneagles, em 2005. Afinal, havia quinze anos que o primeiro relatório do Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas (IPCC) chamara a atenção para a necessidade de mudança de rumo.

O PDE 2007-2016 mostrou que haveria aumento significativo de emissões no SIN, principalmente no subsistema Sul, com entrada em operação da Térmica Candiota 3, a partir de 2011. No período do plano, o incremento de geração termelétrica seria correspondente a 13.800 MW, alcançando o patamar de emissões de 64 $MtCO_2eq$, em 2016. Somente com termelétricas, a quantidade acumulada de emissões GEE seria de 300 $MtCO_2eq$, de 2007 a 2016. Em contrapartida, as 74 hidrelétricas teriam emissões estimadas em 15,8 $MtCO_2eq$, em 2016.

De acordo com o PDE 2017-2026, a emissão de GEE na produção, na transformação e no uso do setor de energia foi de 454 $MtCO_2eq$, em 2015, com projeção de 469 $MtCO_2eq$, no cenário de referência para 2026. O principal emissor tem sido e continuará sendo o setor de transportes com participação maior do que 40%, na sequência, as emissões da indústria correspondem a cerca de 20% e as do setor elétrico 17%. A intensidade de carbono na economia brasileira foi de 104,5 kg $CO_2eq/10^3R\$[2010]$,

em 2005, devendo chegar a 93,4 kg CO_2eq/10^3R$[2010], em 2026. O PDE 2014-2023 enfatizava a diminuição das emissões como efeito do aumento na geração das PCHs, eólicas, solar e biomassa, com previsão de aumento de capacidade instalada de 35 GW, no intervalo de uma década.

O Observatório do Clima (2018), coalisão de organizações da sociedade civil, avalia a série histórica de emissões, 1970-2016, com o Sistema de Estimativa de Emissões de Gases do Efeito Estufa (SEEG). A associação tem alertado sobre a necessidade de correção de rumo para cumprimento dos compromissos do Acordo de Paris. As emissões brutas de GEE aumentaram 32%, passando de 1,72 $GtCO_2$eq para 2,27 $GtCO_2$eq, no período de 1990 a 2016[19]. Os setores responsáveis pelo incremento foram a agropecuária, e o desmatamento, com a mudança no uso da terra. No que se refere ao setor de energia, o relatório de 2018 faz críticas a ampliação/prorrogação de subsídio[20] dado ao petróleo, o Repetro, em 2017. O relatório adverte que, mantida a tendência, o país chegará a 2,395 $GtCO_2$eq, em 2020, ultrapassando a meta 36,1% que é de 2,067 $GtCO_2$eq.

Ademais, a PNMC de 2009 autorizou a implantação de um Mercado Brasileiro de Redução de Emissões (MBRE), como mecanismo de política para atingir as metas estabelecidas de redução de emissões. Apesar disso, o mercado de emissões de GEE brasileiro permanece incipiente. Operado pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM) em Bolsa de Mercadorias e Futuros (BM&F), o MBRE tem o preço nacional do carbono acompanhado e viabilizado por mecanismos coordenados por grupo interministerial, na esfera do Ministério da Fazenda, desde 2012. As recomendações têm sido no sentido de analisar impactos da precificação na taxação do carbono e no sistema de troca de emissões.

Com relação à necessidade de aperfeiçoamento do sistema, observa-se a carência de dados estruturados e informações cadastrais de poluidores, bem como dos esforços para a redução de emissões em todo o espectro programático do setor energético. O ONS e o MCTI, provavelmente, têm muitas dessas informações sobre o estágio de desenvolvimento tecnológico e a utilização de equipamentos de captura e armazenamento de carbono. O despacho por ordem de mérito certamente leva em consideração o nível de poluição para o acionamento de usinas termelétricas, assim como, o inventário de emissões permitiu que esse levantamento fosse efetuado. Porém, permanece a incerteza

19. Em 2016, a participação no total de emissões brutas no país foi de desmatamento, com a mudança no uso da terra (48%), agropecuária (20%) e energia (19%).
20. A renúncia fiscal sobre Imposto de Renda de Pessoa Jurídica e Contribuição Social sobre Lucro Líquido das empresas de petróleo poderia chegar a R$ 1 trilhão de perda de arrecadação, segundo o ex-consultor legislativo P.C.Lima Ribeiro.

sobre a existência da base de dados primários, pela indisponibilidade de informações agregadas, que sirva de suporte para uma eventual subscrição de permissões para emissões. Dados da ANEEL de 2017 mostram que as termelétricas com cogeração qualificada representam apenas 4.242 MW (10%) do total gerado pelas UTE 42.495 MW.

Por sua vez, o segmento de energias alternativas, busca evidenciar e fortalecer os resultados de desenvolvimento a partir das fontes limpas. Em 2013, a certificação de energia renovável no país foi lançada por iniciativa da ABEEólica e da Abragel, que obtiveram o apoio da CCEE em 2016, por se tratar de importante ação para consolidação de fontes renováveis. O Instituto Totus emite os certificados, denominados Renewable Energy Certificate (REC), e selos para empresas geradoras e consumidoras de 1 MWh de energia renovável.

4.4.2 Eficiência energética

Os programas de conservação energética datam do início da década de 1980, com o objetivo de atenuar os impactos causados pela crise do petróleo de 1973 e 1979. O Programa Conserve, criado em 1981, no âmbito do Ministério da Indústria e Comércio, para conservação de energia e desenvolvimento de produtos energeticamente eficientes na indústria, apresentou resultados expressivos no primeiro ano de lançamento, com 18% de economia no consumo industrial do óleo combustível. Enquanto o Programa de Mobilização Energética (PME), de 1982, visava à conservação de energia e à substituição do petróleo, em transportes de carga e passageiros, na indústria e na agricultura, além de promover a P&D na área.

O Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE), lançado em 1984 e coordenado pelo Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (Inmetro), teve a adesão de algumas dezenas de programas de etiquetagem regulamentados com o objetivo de informar o nível de eficiência energética dos produtos. A partir de 2001, o padrão de desempenho mínimo foi introduzido em motores elétricos, refrigeradores, condicionadores de ar e fornos. A meta seria poupar 10% de eletricidade, até 2030. A Etiqueta Nacional de Conservação de Energia (ENCE) classifica os eletrodomésticos por faixas de eficiência de A até G.

O Programa de Controle da Poluição do Ar por Veículos Automotores (PROCONVE), instituído em 1986, objetivava reduzir a contaminação atmosférica de veículos, estabelecendo limites para emissões e prazos para implantação de tecnologias. As emissões passaram de 54g de CO, no começo do programa, para 3g de CO, após duas décadas. O programa conseguiu banir o chumbo da gasolina e implantar a redução gradativa do teor de enxofre da gasolina e do diesel.

No Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel), articulado pela Eletrobras desde 1986, com investimentos que totalizaram R$ 2,97 bilhões em aproximadamente trinta anos, a energia economizada correspondeu a 128,6 TWh, equivalente a uma usina de 10 GW, de 1986 a 2017.

Derivações do Procel foram ocorrendo com o passar do tempo e colecionam alguns números. O Relatório de Resultados do Procel 2018, ano-base 2017, elaborado pela Eletrobras e Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético (SPE), apresentou uma economia de 21,2 bilhões de kWh e 1,965 $MtCO_2e$, em 2017, o que correspondente a uma usina de 5 GW. Os recursos financeiros economizados foram de R$ 3,793 bilhões, para gastos de investimento e custeio aplicados ao programa de R$ 15,74 milhões, ou seja, uma relação de 1:240.

1) Procel Educa – criado em 2006, para conscientização e capacitação profissional, teve cerca de 900 mil alunos beneficiados em 2017.
2) Procel Info – lançado em 2006, para sistematizar as informações sobre o uso eficiente de energia, o portal teve mais de 1,5 milhão de acessos, em 2017.
3) Procel Selo – criado em 1993 e atribuído aos eletrodomésticos após ensaios em laboratórios, certificou mais de 3300 modelos de equipamentos de 189 fornecedores, em 2017, venda de 35 milhões de equipamentos.
4) Procel Edifica – o selo foi lançado em 2014, sendo focado na concepção de projetos de edificações energeticamente eficientes com suporte especial na capacitação tecnológica, na disseminação e nos subsídios à regulamentação. Apresentou economia de cerca de 13,82 GWh, dos quais 5,32 GWh em 2017, em aproximadamente 16 edificações em etapa de projeto e 29 edificações construídas.
5) Procel GEM – Gestão Energética Municipal, de 2000, capacita técnicos de prefeituras que elaboraram 350 Planos Municipais de Gestão de Energia Elétrica, com economia de 128 GWh e investimentos de R$ 5 milhões.
6) Procel Sanea – criado em 2015, capacita técnicos de saneamento pela Rede de Laboratórios de Eficiência Energética e Hidráulica em Saneamento (LENHS). O programa é considerado promissor dado o potencial de conservação do setor, que pode economizar 1.031 MWh/ano de energia, em cada sistema estudado.
7) Procel Indústria – instituído em 2002, em parceria com a Confederação Nacional da Indústria (CNI) e Abrace, para desenvolvimento de acordos voluntários. Os investimentos foram de R$ 160 milhões, em 217 projetos, treze setores, com geração evitada estimada em 626 GWh, na maior parte referente ao PEE/ANEEL, para uma década, segundo a CNI. A iniciativa tem economia projetada para 11,2 TWh, entre 2019-2030.

8) Procel Reluz – o Programa Nacional de Iluminação Pública e Sinalização Semafórica Eficientes (Reluz), de 2000, resultou na substituição de 2,78 milhões de pontos de iluminação pública no país desde a criação, com economia de cerca de 790 GWh/ano no consumo de EE, de 2000 a 2009, que corresponde a 180 MW de capacidade instalada. Mais de mil municípios foram inscritos no Reluz, em 2017.

O Programa Nacional de Racionalização do Uso de Derivados de Petróleo e Gás Natural (CONPET) criado em 1991, estimula a eficiência no uso da energia não renovável do petróleo e do gás natural. Diversos setores podem ser objeto de atuação, com ênfase nas residências, nas indústrias e nos transportes. No âmbito da Petrobras, o CONPET visa aprimorar a qualidade e a gestão de manuseio e estocagem do óleo diesel. Ações de educação ambiental fazem parte do CONPET. Até 2009, o programa aferiu 42,6 mil ônibus em quinhentas empresas, com índice de aprovação de 90%.

O PEE, coordenado pela ANEEL desde 1998, mobiliza as distribuidoras de energia há quase vinte anos, período considerado suficiente para verificação do amadurecimento da política. O programa somou investimentos de R$ 5,7 bilhões em mais de 3 mil projetos, até 2015, com economia de 9 TWh/ano e retirada de 2,5 GW de demanda.

Desde 2000, o PEE determina as regras para aplicação de 0,5% da receita operacional líquida das empresas de distribuição de EE, segundo a Lei nº 9.991/2000. Outros 0,5% da receita operacional são destinados a P&D, distribuídos entre Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT) (0,2%), para P&D/ANEEL (0,2%) e para o MME (0,1%). Algumas modificações ocorreram posteriormente com objetivo de fazer repasses direto para o Tesouro Nacional.

A ação mais emblemática do PEE foi a substituição de eletrodomésticos por outros mais eficientes em comunidades de baixa renda. A Lei nº 12.212/2010 estipulou a destinação de 60% do PEE das concessionárias e permissionárias para beneficiar os consumidores inscritos na tarifa social de EE. Durante quinze anos de existência do PEE, mais de 830 mil geladeiras e 23 milhões de lâmpadas incandescentes foram trocadas.

Como pode ser observado, a eficiência energética é uma iniciativa antiga que foi transformada em Lei nº 10.295, apenas em 2001. Denominada Lei de Eficiência Energética, ganhou força com a crise de energia daquele ano, após um período de dez anos de tramitação. A lei estabelece níveis máximos de consumo e mínimos de eficiência energética de máquinas e aparelhos fabricados ou comercializados no país.

O Projeto de Eficiência Energética (Proesco), criado em 2006 no âmbito do BNDES, apoia financeiramente a economia de energia, a iluminação, os motores, os compressores, a otimização de processos, a automação, a distribuição e o gerenciamento energético.

O Plano Nacional de Eficiência Energética (PNEf), lançado em 2011 após dez anos de negociação, teve como meta reduzir o consumo de EE em 10%, até 2030, sendo 5% de redução da demanda a partir do progresso autônomo e 5% adicionais de progresso induzido. Esse último é resultado da mobilização social para combate ao desperdício de energia. A redução acumulada deverá chegar a 106.623 GWh, considerado o consumo base de 1.027.896 GWh, correspondendo a 10,37%.

Embora, desde 1984, investimentos substanciais tenham ocorrido na política de eficiência energética, esses foram pulverizados por várias instâncias do setor. Sendo assim, a avaliação de todo o instrumento implicaria análise dos diversos programas implantados. Uma vez que a política carece de uma articulação centralizada, que permita identificar ações complementares e sinérgicas, o balanço depende da colaboração e do esforço de todas as organizações envolvidas.

Contudo, o próprio PNEf fez um esforço de avaliação apresentando um dado preocupante a respeito da aplicação de recursos destinados a eficiência energética no PEE. De 1999 a 2006, as concessionárias de energia investiram R$ 147 milhões nesse tipo de projeto, correspondendo a menos de 10% do total aplicado por outros setores. Considerado o maior programa de eficiência energética em eletricidade do país, o PEE teve sua avaliação promovida no âmbito do Programa Energia Brasileiro-Alemão em 2012 (Jannuzzi, 2012).

O relatório de Jannuzzi (2012) alerta para a necessidade de demonstrar o efeito do PEE em prol da redução de tarifas no médio e longo prazos. A fórmula encontrada para medir os benefícios do programa seria demonstrar que os custos de conservar energia (R$/MWh) são menores que os custos marginais de expansão do sistema. A avaliação voltada a processo permitiria que as operadoras corrigissem eventuais procedimentos que estivessem afetando à relação benefício/custo.

O documento sugere seguir cinco testes utilizados por agências norte-americanas de energia para analisar a relação custo-benefício: *i*) teste do custo do participante – investimentos realizados por consumidores e debitados em conta de energia, inclusive subsídios; *ii*) teste de impacto das tarifas de energia – aumento de tarifa para consumidores

que não aderiram ao programa, resultantes dos incentivos dados aos participantes e das perdas de receita da concessionária; *iii*) teste de custo para a concessionária – os investimentos em eficiência energética aumentam a receita operacional da empresa, sem contar os custos dos consumidores participantes; *iv*) teste de custo total do recurso – custos do programa, incluindo concessionárias e consumidores, *versus* benefícios com custos evitados na geração, transmissão e distribuição; e *v*) teste de custo para a sociedade – além dos custos totais do recurso, inclui as externalidades positivas e negativas.

Outras sugestões do relatório: *i*) centralizar o processo de participação pública, em substituição às audiências realizadas por cada concessionária devido à baixa adesão e contribuição; *ii*) fortalecer o Sistema de Gestão do PEE; *iii*) avaliar com periodicidade anual, justificada pelos investimentos médios de R$ 480 milhões/ano; *iv*) dar destaque às melhores práticas/projetos; e *v*) calcular a vida útil média dos programas.

Nessa mesma ocasião, em 2012, a Organização para Avaliação da Eficiência, em inglês, Efficiency Valuation Organization (EVO), entidade sem fins lucrativos sediada nos Estados Unidos, elaborou uma versão brasileira para o Protocolo Internacional de Medição e Verificação (PIMVP), com normas, métodos e ferramentas para quantificar e gerir ações relacionadas à eficiência energética.

As atividades promovidas pelo PIMVP incluem: *i*) a avaliação de projetos de eficiência; *ii*) os métodos para medições em funções agregadas e específicas para cada instalação; *iii*) a especificação de conteúdo do Plano de Verificação e Medição (M&V); e *iv*) a aplicação a grande variedade de instalações, edifícios e processos industriais. Lançado em 1997, o Protocolo Internacional de Medição e Verificação resultou do esforço colaborativo da indústria, dos governos e *expertise* na área de energia que envolve a participação de vinte nações.

Em 2002, a EVO, junto com a Association of Energy Engineers, anunciou o programa de certificação, denominado Certified Measurement and Verification Professional (CMVP). Em 2009, um guia financeiro foi publicado para as instituições, em inglês, International Energy Efficiency Financing Protocol (IEEFP), que passou por revisão em 2017. A norma ISO 50.001 segue como instrumento subsidiário imprescindível à estruturação e concepção de projetos de eficiência e de sistemas de gestão energética.

Em 2013, a ANEEL aprovou a criação dos Procedimentos do Programa de Eficiência Energética (ProPEE), após audiência pública, na qual enfatizou os seguintes pontos do programa: *i*) chamada pública de projetos; *ii*) apresentação de contrapartidas;

iii) contratos de desempenho energético; *iv*) ênfase na medição e verificação; *v*) geração distribuída; *vi*) avaliação permanente; e *vii*) inclusão de Guia de Medição e Verificação (Guia de M&V), com formulários de coleta de dados, planilhas e relatórios, verificados em 2014. Dois modelos de contratação do PEE estiveram em evidência: *i*) aplicação de contratos de desempenho, para clientes com fins lucrativos, investimento remunerado com parte da economia financeira obtida com as medidas de eficiência energética; e *ii*) termo de cooperação técnica, para clientes sem fins lucrativos, em investimentos não reembolsáveis.

Concluiu-se, portanto, que boa parte dos programas de eficiência energética carece de avaliação independente, confrontando indicadores *ex ante* e *ex post* programa. Os principais resultados de todos os trabalhos de consultoria foram: *i*) os investimentos em eficiência energética estão longe de serem significativos, especialmente na indústria e no comércio, mesmo sob contratos de desempenho; *ii*) foram constatadas limitações do alcance em benefícios energéticos; *iii*) existe pouca compreensão de técnicas de medição e verificação; *iv*) há necessidade de alavancar recursos adicionais da sociedade; e *v*) há necessidade de avaliação permanente.

4.4.3 Renováveis

As energias renováveis contaram com a simpatia e o apoio dos gestores que detiveram o poder de decisão ao longo dos diversos governos. Isso porque as tecnologias sinalizam com dupla perspectiva, a autonomia na produção energética e a extração de energia limpa, abundante em país tropical.

Nem por isso, os desafios são menores. A atual conjuntura, caracterizada por uma grande diversidade de tecnologias, muitas ainda em evolução, coloca variadas alternativas para avaliação. O mercado dominante demanda regulamentações que podem inibir a expansão de concorrentes, outras possibilidades de desenvolvimento igualmente atrativas ou, até mesmo, mais interessantes. Cabe, portanto, movimentação mínima de ajuste e acompanhamento atento das tendências de progresso tecnológico, que permitam dar saltos valorosos, especialmente em tempos de restrição econômica.

Para isso, é importante fazer uma revisão dos programas nacionais que determinaram a trajetória pela busca de energia mais barata ao longo de décadas, sempre com a atenção focada nos resultados obtidos até o presente e nas perspectivas futuras.

Começando pelo Proálcool, criado em 1975, em resposta às crises de petróleo de 1973 e 1979. Orgulho nacional e precursor na aplicação da política de combustível alternativo no país, o Próalcool é resultado de ciência e tecnologia brasileiras que

fizeram mover veículos com etanol extraído da produtiva plantação de cana-de-açúcar, com balanços energético e ambiental favoráveis. Entretanto, com o passar do tempo, à medida que os preços internacionais dos fósseis diminuíam e a produção interna de petróleo aumentava, os produtores de álcool foram sendo esquecidos, provocando inclusive algumas crises de abastecimento do produto.

De forma semelhante, outras tecnologias foram sendo desenvolvidas pelo mundo e, duas décadas mais tarde, um novo paradigma começou a exercer influência sobre o mercado. As fontes de energia alternativas e renováveis tinham seu leque de opções ampliado e fomentaram a criação do Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios (PRODEEM), coordenado pelo MME e instituído em dezembro de 1994.

O PRODEEM foi responsável pela implantação de projetos fotovoltaicos em todo o país, promovendo a eletrificação rural. Os resultados do programa em 2003 contabilizavam 8.956 projetos, totalizando 5.112 kW de pico e investimentos de US$ 37,25 milhões, incluindo bombeamento de água, iluminação pública e sistemas energéticos coletivos. O PRODEEM foi prorrogado até 2014, atendendo a escolas rurais, áreas de extrema vulnerabilidade e comunidades tradicionais.

Durante a crise de EE de 2001, foi criado a Programa Emergencial de Energia Elétrica (Proeólica), instituído pela Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (CGCE). Esse programa tinha por objetivos: *i*) contratar 1.050 MW em projetos de EE a partir da fonte eólica, integrada ao SIN; *ii*) promover o aproveitamento da fonte eólica, como alternativa de desenvolvimento energético, econômico, social e ambiental; e, *iii*) propiciar a complementaridade sazonal com os fluxos hidrológicos dos reservatórios do SIN. A Eletrobras e suas subsidiárias foram designadas para cumprir o objetivo em quinze anos.

Incentivos foram previstos para projetos que aderissem ao Proeólica nos primeiros dois anos. A garantia da compra da energia e a fixação do valor da tarifa eram alguns dos atributos do programa. Porém, a produção nacional de equipamentos de geração eólica era incipiente e havia apenas uma empresa de geradores. Logo, evidenciou-se a necessidade de fomentar a produção de equipamentos no país, então, o governo isentou a produção de aerogeradores do imposto sobre produtos industrializados (IPI). Apesar dos incentivos, o Proeólica precisava de tempo para amadurecer a produção para, posteriormente, implantar usinas.

O reforço veio com o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas e Renováveis (Proinfa), lançado pela Lei nº 10.438/2002, que tinha como meta a contratação de 10% (3.300 MW) de EE proveniente de fontes renováveis alternativas (eólica, PCHs, CGHs e biomassa). O programa previa 144 projetos de usinas, sendo 63 PCHs (1,2 mil MW), 54 parques eólicos (1,4 mil MW) e 27 usinas de cogeração a partir de biomassa do bagaço de cana (700 MW). A energia produzida seria comprada pela Eletrobras, em contratos de vinte anos e valores pré-fixados, entre R$ 180/MWh e R$ 200/MWh, para eólica. A nacionalização mínima do Proinfa era de 60% numa primeira fase e de 90% de equipamentos e serviços numa segunda fase do programa. O Proinfa teria impacto imperceptível nas contas dos consumidores, de 0,02%.

Outro incentivo decorreu da Lei nº 10.438/2002, que instituiu a redução de 50% das tarifas de uso do Sistema de Transmissão (TUST) e Distribuição (TUSD) incidente sobre a produção e o consumo de energia eólica, incluindo mais tarde as fontes solar e biomassa com cogeração qualificada e potência menor que 30 MW.

Em 2004, uma inciativa interministerial criou o Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel (PNPB), que passou a incorporar o biodiesel na mistura com o diesel fóssil, de forma gradativa, com 2% em 2005, 10% em 2019 e até 15% futuramente. O enfoque na inclusão social e no desenvolvimento regional levou o Ministério de Agricultura Familiar e Desenvolvimento Agrário (MDA) a liderar a iniciativa, que promoveu no mesmo ano a criação do Programa Selo Combustível Social (SCS), por meio do Decreto nº 5.297/2004. O objetivo seria conceder incentivos aos produtores de biodiesel que atendessem aos requisitos estabelecidos em portaria, com vantagens de obtenção de alíquotas diferenciadas de impostos como o PIS/PASEP e Cofins.

Um salto no tempo, literalmente, permitiu chegar a 2012, quanto a elaboração da Resolução Normativa da ANEEL nº 482/2012 (revisada pela RN nº 687/2015) representou um marco referencial para a mini e microgeração distribuídas. A resolução estabelece as condições para acesso à rede elétrica, permitindo que os consumidores-produtores de energia injetem o excedente na rede de distribuição, no sistema de compensação denominado *net metering*. O compartilhamento de geração e a redução de prazos para a resposta das distribuidoras à demanda do usuário são alguns dos aperfeiçoamentos trazidos pela resolução de 2015, que revisou a regulamentação original.

O Programa Inova Energia, com orçamento de R$ 3 bilhões, entre 2013 e 2016, dispõe condições especiais de financiamento para inovações que ofereçam soluções

tecnológicas para redes inteligentes, melhoria de transmissão de longa distância em alta tensão, geração termofotovoltaica, outras energias alternativas e desenvolvimento de dispositivos eficientes para veículos elétricos para redução de emissões.

O Programa de Apoio Conjunto à Inovação Tecnológica Agrícola no Setor Sucroenergético (PAISS Agrícola) foi uma iniciativa conjunta da Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP) e do BNDES, em 2013, cujo objetivo era coordenar as ações de fomento à inovação e aprimorar a integração dos mecanismos de financiamento do segmento. De 2015 a 2018, o Paiss-Agrícola irá destinar R$ 1,9 bilhão para 126 projetos em 35 planos de negócios de 29 empresas. A cadeia produtiva da cana e de outras culturas energéticas será beneficiada com os projetos e a associação de sistemas agroindustriais.

Outro marco histórico para as fontes alternativas, especialmente o segmento fotovoltaico, veio com o sexto leilão de energia de reserva de 2014. O LER 2014 teve a primeira contratação de fonte solar por leilão ACR. A concorrência fez com que os 31 empreendimentos contratados vencessem ao preço médio de R$ 215/MWh, com deságio próximo aos 20%. O somatório dos projetos representou a potência nominal de 1.048 MWp, equivalente a 889,7 MW em rede, correspondendo a R$ 7,6 bilhões em investimentos, segundo a Absolar.

O Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD) foi criado no final de 2015 pelo MME, para incentivar a produção de energia a partir de fontes renováveis pelos próprios consumidores. A expectativa é ganhar a adesão de 2,7 milhões de unidades consumidoras até 2030, compreendendo residências, comércio, indústria e setor agrícola. A gestão do ProGD prevê investimentos de R$ 100 bilhões, com produção de 23,5 mil MW, ou 48 TWh de energia limpa e redução de 29 $MtCO_2e$, em quinze anos.

Fazem parte do pacote de incentivos do ProGD: *i*) a atuação de linhas de créditos e formas de financiamento de empreendimentos de geração distribuída; *ii*) o estabelecimento dos Valores de Referência Específicos (VRE) de R$ 454/MWh para fonte solar e R$ 329/MWh para cogeração a gás natural além de índices de atualização (IPCA) durante a vigência do contrato; e *iii*) atualização automática de preços pelo IPCA, tributação reduzida ICMS/II/PIS/Cofins e venda no ACL. As distribuidoras tiveram as concessões renovadas por mais trinta anos, sem o pagamento do bônus de outorga, com perspectiva de atender metas de qualidade e investimentos para modernização da rede.

O programa previa a instituição de grupo de trabalho interinstitucional, incluindo EPE, Cepel, CCEE e ANEEL, para aprimoramento do programa. Entre as propostas em análise pelo GT estariam: linhas de financiamento, incentivo à indústria de equipamentos, desenvolvimento tecnológico e inovação, fomento à capacitação e atração de investimentos nacionais e internacionais. Alguns dos resultados desse GT foram relacionados mais adiante na seção de tributação, incentivos e financiamentos.

Dados do Sistema de Registro de Geração Distribuída (SISGD) da ANEEL, setembro de 2017, dão conta de que instalações para as conexões de micro e minigeração distribuída aproximaram-se dos 15 mil registros, com potência de 167 MW. Apenas cerca de cinquenta dessas instalações correspondiam à geração de energia eólica, sendo a maioria de fonte solar, mais de 14,8 mil, como mostrado na tabela 19. Minas Gerais é o estado com maior potência instalada. O quadro é extremamente dinâmico, observe as variações, os dados de 2018 foram atualizados na seção de energia solar.

TABELA 17
Crescimento nas unidades consumidoras com geração distribuída (maio/set. 2017)

Modalidade	Quantidade	Quantidade	Variação	Potência instalada (kW)	Potência instalada (kW)	Variação
	maio/2017	set./2017	%	maio/2017	set./2017	(%)
Autoconsumo remoto	694	1.145	65	18.082,94	32.123,26	78
Geração compartilhada	22	50	127	5.637,55	5.923,66	5
Geração na própria unidade de consumo	9.814	13.738	40	90.811,88	128.588,19	42
Total	**10.530**	**14.933**	**42**	**114.532,37**	**166.635,11**	**45**

Fonte: ANEEL (2017). Disponível em: <https://goo.gl/6DoRDC>.

O destaque é para a potência instalada para o autoconsumo remoto, com 78% de crescimento, em pouco mais de três meses. Em termos absolutos, chama atenção o volume de geração na própria unidade consumidora 128 MW.

TABELA 18
Crescimento por classe de consumo da geração distribuída (maio/set. 2017)

Classe de consumo	Unidades consumidoras com geração distribuída					
	Quantidade	Quantidade	Variação	Potência instalada (kW)	Potência instalada (kW)	Variação
	Maio/2017	Set./2017	(%)	Maio/2017	Set./2017	(%)
Comercial	1.591	2.248	41	43.109,04	61.928,06	44
Iluminação pública	7	7	0	75,72	60,9	-20
Industrial	224	326	46	22.837,27	32.388,34	42
Poder público	87	122	40	3.468,56	4.876,88	41

(Continua)

(Continuação)

Classe de consumo	Unidades consumidoras com geração distribuída					
	Quantidade	Quantidade	Variação	Potência instalada (kW)	Potência instalada (kW)	Variação
	Maio/2017	Set./2017	(%)	Maio/2017	Set./2017	(%)
Residencial	8.369	11.817	41	34.847,84	51.665,95	48
Rural	224	386	72	9.637,24	14.635,53	52
Serviço público	28	32	14	556,70	1.063,10	91
Total	**10.530**	**14.938**	**42**	**114.532,37**	**166.618,76**	**45**

Fonte: ANEEL (2017). Disponível em: <https://goo.gl/TT4SPg>.

A variação mais expressiva de potência foi a geração distribuída no serviço público, com 91% de crescimento. A segunda variação de potência instalada mais significativa foi a rural com crescimento de 52%. O segmento comercial está à frente do residencial em termos de potência. Em compensação, o crescimento residencial é 4% maior que o comercial.

Com relação à quantidade de ligações, a classe de consumo residencial está em destaque, certamente pelas instalações de painéis fotovoltaicos. Segue-se em importância o número de conexões em estabelecimentos comerciais. Interessante é a equivalência entre as classes industrial e rural.

TABELA 19
Crescimento por tipo de consumo com geração distribuída (maio/set. 2017)

Tipo	Unidades consumidoras com geração distribuída					
	Quantidade	Quantidade	Variação	Potência instalada (kW)	Potência instalada (kW)	Variação
	maio/2017	set./2017	(%)	maio/2017	set./2017	(%)
CGH	12	19	58	7.118,70	15.183,20	113
EOL	50	52	4	10.177,20	10.183,20	0,1
UFV	10.422	14.805	42	80.448,97	118.822,46	48
UTE	46	62	35	16.787,50	22.429,90	34
Total	**10.530**	**14.938**	**42**	**114.532,37**	**166.618,76**	**45**

Fonte: ANEEL (2017). Disponível em: <https://goo.gl/DFtcdm>.
Obs.: Dados das tabelas obtidos no Sistema de Registro de Geração Distribuída (SISGD).

Na tabela 19, observa-se a dominância da potência instalada da fonte fotovoltaica na geração distribuída, seguida da termeletricidade.

TABELA 20
Crescimento estadual do consumo com geração distribuída (maio/set. 2017)

UF	Unidades consumidoras com geração distribuída					
	Quantidade	Quantidade	Variação	Potência instalada (kW)	Potência instalada (kW)	Variação
	maio/2017	set./2017	%	maio/2017	set./2017	%
AC	5	6	20	16,00	27,52	72
AL	44	61	39	597,37	935,61	57
AM	7	7	0	54,86	54,86	0
BA	223	328	47	2.103,82	3.114,36	48
CE	419	515	23	19.316,11	20.961,52	9
DF	168	247	47	1.407,15	2.531,30	80
ES	482	549	14	1.518,27	1.926,54	27
GO	176	273	55	2.043,12	4.631,24	127
MA	126	160	27	1.574,50	1.955,81	24
MG	2.253	3.236	44	24.669,00	36.509,39	48
MS	247	295	19	1.969,31	2.409,24	22
MT	171	196	15	2.548,20	6.855,06	169
PA	66	77	17	292,39	340,51	16
PB	83	129	55	590,82	1.040,90	76
PE	198	276	39	3.777,38	4.539,57	20
PR	886	1.123	27	6.228,57	8.758,37	41
RJ	882	1.276	45	9.198,05	12.748,38	39
RN	175	238	36	2.322,35	2.992,63	29
RO	29	34	17	3.766,80	3.785,80	1
RS	1.147	1.677	46	10.647,03	20.272,60	90
SC	546	1.094	100	8.351,60	11.580,30	39
SE	29	66	128	186,66	485,62	160
SP	2.109	2.975	41	10.994,16	17.161,39	56
TO	59	77	31	358,85	492,44	37
Total	**10.530**	**14.915**	**42**	**114.532,37**	**166.110,96**	**45**

Fonte: ANEEL (2017). Disponível em: <https://goo.gl/xAov19>.

Em setembro de 2017, os estados de MG, CE e RS estavam na primeira, segunda e terceira colocações, respectivamente, em termos de volume de capacidade instalada. Em seguida, vinham SP, RJ e SC, nesta ordem. A tabela abaixo faz corresponder esta classificação com a Cemig apresentando o maior desempenho no manejo da geração distribuída.

TABELA 21
Crescimento por distribuidora de consumo com geração distribuída (maio/set. 2017)

Distribuidora	Unidades consumidoras com geração distribuída					
	Quantidade	Quantidade	Variação	Potência instalada (kW)	Potência instalada (kW)	Variação
	Maio/2017	Set./2017	(%)	Maio/2017	Set./2017	(%)
CEMIG Distribuição S.A	2180	3107	43	23.985,60	33.097,04	38
Companhia Energética do Ceará	419	515	23	19.316,11	20.291,52	5
Celesc Distribuição S.A.	502	1044	108	7.122,91	10.252,22	44
Light Serviços de Eletricidade S.A.	495	661	34	6.922,20	10.418,19	51
Copel Distribuição S.A	867	1102	27	6.128,93	8.610,32	40
Companhia Paulista de Força e Luz	1005	1364	36	5.643,39	8.090,55	43
RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.	561	832	48	5.323,44	8.761,04	65
Companhia Energética de Pernambuco	198	276	39	3.777,38	4.539,57	20
Centrais Elétricas de Rondônia S.A.	29	34	17	3.766,80	3.785,80	1
Rio Grande Energia S.A.	393	548	39	3.204,18	4.530,01	41
Energisa Mato Grosso – Distribuidora de Energia S.A.	171	196	15	2.548,20	6.855,06	169
Companhia Energética do Rio Grande do Norte	175	238	36	2.322,35	2.992,63	29
Ampla Energia e Serviços S.A	371	600	62	2.231,49	3.286,01	47
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	223	326	46	2.103,82	3.100,76	47
Celg Distribuição S.A.	171	266	56	2.026,38	4.607,20	127
Energisa Mato Grosso do Sul – Distribuidora de Energia S.A	234	279	19	1.922,48	2.317,24	21
Elektro Eletricidade e Serviços S.A.	372	565	52	1.651,30	2.398,31	45
Companhia Energética do Maranhão	126	160	27	1.574,50	1.955,81	24
Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica	102	162	59	1.487,54	5.874,25	295
Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A	238	343	44	1.409,85	2.958,74	110
CEB Distribuição S.A	168	247	47	1.407,15	2.531,30	80
Espírito Santo Distribuição de Energia S/A.	205	264	29	1.268,42	1.621,08	28
Companhia Piratininga de Força e Luz	232	308	33	1.142,54	1.598,99	40
Cooperativa de Eletricidade Jacinto Machado	2	2	0	1001,00	1001,00	0
Outras	1.091	1.501	38	5.244,41	11.502,28	101
Total	**10.530**	**15.013**	**42**	**114.532,37**	**166.976,92**	**45**

Fonte: ANEEL (2017). Disponível em: <https://goo.gl/D4N8Dw>.

Algum tempo decorreu desde que esse levantamento da GD foi realizado. Como o crescimento tem sido expressivo, vale a pena atualizar os números. Segundo a Absolar, no primeiro semestre de 2018, o país teria chegado a 250 MW de capacidade instalada em mini e microgeração distribuída, sendo 27,8 mil sistemas solares, servindo a 32,9 mil unidades consumidoras, correspondendo a investimentos da ordem de R$ 2 bilhões, desde 2012 (Carta Capital, 2018).

A projeção para o final de 2018 apontava para 500 MW de capacidade instalada no sistema distribuído. A versão preliminar do PDE-2027 estima que a micro e minigeração distribuída (MMGD) deverá chegar a 12 GW de capacidade instalada, composta predominantemente de energia fotovoltaica com cerca de 10 GW.

Ainda assim, para viabilizar o modelo de geração distribuída, é preciso incorporar o conceito de rede inteligente para a distribuição de energia. O *smart grid* foi criado para lidar com a alteração dos procedimentos de controle, operação e proteção do sistema elétrico. Os principais elementos que permitem a interligação do sistema são a automação e a telecomunicação. O modelo de conexão das pequenas centrais de geração com a rede de distribuição requer instalações de unidades consumidoras, conhecidos por *net-meter ou bi-directional meter ou dual meter,* que são medidores bidirecionais com registro de fluxo nas direções de entrada e saída.

Os tecnólogos sinalizam que entre as principais características e vantagens da geração distribuída estão: *i*) produção de energia a partir de geradores de pequeno porte localizados próximos aos centros de consumo; *ii*) aumento da energia transmitida e da eficiência energética; *iii*) otimização da utilização dos recursos existentes na rede; *iv*) incremento do controle, do monitoramento e da segurança das operações do sistema energético; *v*) adiamento dos investimentos na expansão de grandes infraestruturas de produção energética; e *vi*) melhoria da distribuição de tensão na rede em períodos de pico.

Em contrapartida, os desafios são significativos e incluem: *i*) a integração com a infraestrutura existente, com o impacto negativo na rede e o controle de despacho de energia, além da proteção ou segurança operacional do sistema; *ii*) a variedade de tecnologias; *iii)* os altos custos associados; e *iv*) a regulamentação, segundo IEEE (2016).

1) Integração – o principal impacto da injeção de energia distribuída na rede é a flutuação de voltagem. A proteção coordenada do sistema é necessária para evitar o funcionamento inadequado, devido à diminuição do fluxo corrente provocada pela corrente alternada proveniente da geração distribuída. O isolamento não intencional ocorre quando o sistema distribuído permanece ativo, mesmo quando o sistema geral está inoperante.

2) Tecnologias – o efeito de flutuação de voltagem pode ser minimizado utilizando inversores avançados, que absorvem ou injetam força reativa, dispensando a instalação adicional de equipamentos reguladores de voltagem. A proteção da rede é proporcionada pelos fusíveis, chaves de interrupção de circuito, além de outros mecanismos de segurança. O isolamento deve ser prevenido com inversores certificados capazes de detectar o insulamento e cortar o sistema de geração distribuída em poucos segundos. O controle eletrônico de energia envolve módulos de monitoramento com conversores de corrente alternada em corrente direta, ajustes de correntes diretas e de corrente direta em corrente alternada, além da interface de saída.

3) Custos – de integração devem ser avaliados com atenção, pois podem ultrapassar a ordem de US$ 190/kW e US$ 270/kW (IEEE, 2016) chegando à cifra de bilhões. Os custos podem ser divididos em dois grandes grupos: *i*) de interconexão, que inclui novas linhas e equipamentos necessários para interligar o sistema gerador distribuído com a distribuidora de energia; e *ii*) de aperfeiçoamento do sistema, com reforços de medidas mitigadoras para remediar deficiências do sistema existente. A localização da geração distribuída na rede também é importante para a avaliação dos custos de integração e interconexão entre transmissão e distribuição. Quanto mais na ponta ou no fim de rede estiver o sistema gerador, mais extensivos terão que ser os sistemas de segurança e mais modernas as tecnologias utilizadas.

4) Regulação – no Brasil, o mecanismo de compensação de EE, criado pela Resolução Normativa da ANEEL nº 482/2012 (revisada pela RN nº 687/2015), permite aos consumidores gerar energia em suas residências e injetar o excedente na rede de distribuição. Tanto para o consumidor de baixa como de alta tensão com *superavit* de energia, a cobrança dos custos de disponibilidade e de contratação continuam incorrendo, mas o crédito para compensação é contabilizado no mês posterior ou em até sessenta meses. O consumidor também pode abater créditos na fatura de energia de outros imóveis de sua propriedade, indicado como autoconsumo remoto. Para a geração compartilhada, os geradores individuais se juntam a outros iguais em consórcio ou cooperativa para fazer a compensação conjunta das faturas. Existe a expectativa de que a produção de energia em mini (de 100 kW a 1 MW) e microescala (até 100 kW) oriundas de fontes renováveis e cogeração qualificada impliquem diversificação da matriz energética e redução do impacto ambiental provocado pelo setor energético. A legislação estabelece os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) para o acesso de micro e minigeração distribuída no sistema de distribuição.

A automação da distribuição é um mercado em franca ascensão, com reequipamento de tecnologias e redes envelhecidas, por meio de sistemas operacionais de monitoramento, proteção e controle, constituindo subestações digitais confiáveis e seguras com utilização

de tecnologias maduras. O sistema de gerenciamento da distribuição constitui-se de: *i*) análise de rede, com processador de rede, balanceamento de fluxo, monitoramento de limites, modelagem e previsão de carga, análise de curto circuito, qualidade da tensão, entre outros; *ii*) gerenciamento das interrupções de rede; *iii*) operações de comutação; *iv*) operações de rede; *v*) simulador de rede; e *vi*) modelos de operação de rede.

De acordo com Vadari e Stokes (2013), as microrredes dinâmicas (*dynamic microgrids*) têm potencial para se tornar o elemento-chave de redes autoestabilizadoras, capazes de subdividir-se em redes menores autossustentáveis, regulando a operação distribuída após um evento adverso. Ainda com relação às tecnologias incluem-se inversores inteligentes, transformadores digitais, armazenamento de energia e o novo sistema de gerenciamento de energia distribuída (Distributed Energy Managment System – DEMS). A automação da rede de distribuição com sistemas avançados de telemedição permitem grande fluxo de dados entre equipamentos e o centro de controle.

Para contabilizar os registros do sistema descentralizado, é indicado o uso da tecnologia de *blockchain*, que permite validar as transações preservando-as em *datawarehouses* e computadores pessoais de forma distribuída e econômica (Gabrich, Coelho e Coelho, 2017). Os autores apresentam alguns casos interessantes de aplicação da tecnologia em outros países, como o *SolarCoin*, *SOLshare, Brooklyn Microgrid*, *Power Ledger* e *BigChainDB*.

Com relação ao desenvolvimento do *smart grid* nacional, as distribuidoras têm priorizado os investimentos para os grandes consumidores industriais e comerciais. Como consta nos empreendimentos relacionados a seguir.

1) AES Eletropaulo – a empresa está presente em 23 municípios da região metropolitana (RM) de São Paulo, com 7 milhões de unidades consumidoras. A AES digitalizou subestações, implantou 6 mil religadoras automáticas na rede aérea e automatizou 1.200 câmaras subterrâneas. O sistema denominado *self healing* permite a autorreconfiguração de rede, quando há desligamento. A AES Eletropaulo iniciou o processo de digitalização em 2007, nas subestações e nos subsistemas de rede de alta e média tensão. A operação remota ocorre por rede híbrida de comunicação, rádio e *power line carrier (PLC)*. Até o final de 2017, seriam instaladas 9 mil chaves e 7 mil detectores de falhas, com investimentos que devem chegar a R$ 4 bilhões para automação modernização da rede, entre 2017 e 2021.
2) Grupo CPFL Energia – controlada pela *State Grid*, o grupo aumentou investimentos em 70%. Nove empresas distribuidoras fazem parte do grupo em SP e RS, que representa 14% do mercado e 40% dos consumidores. Serve cerca de 680

municípios, mais de 300 km de malha, 9 milhões de clientes e distribui 67 mil GWh de energia com faturamento de R$ 30 bilhões, em 2016. A empresa investiu R$ 80 milhões em rede de comunicações própria, medidores inteligentes para 27 mil consumidores, com nível de tensão média e alta. Testes estão em andamento para 18 mil consumidores residenciais. A CPFL trabalha também com projetos de mobilidade elétrica, usina solar em Campinas, telhados solares para duzentas unidades consumidoras, redes subterrâneas, autorrestauração dos sistemas (*self healing*) e transformadores verdes.

3) Enel – o total de investimentos deve chegar a € 3,2 bilhões, entre 2017 e 2019, incluindo o segmento de distribuição. A Enel criou aceleradoras de *startups* para o setor de energia, a *Inspire* Empreendedores e a *Energy Start* em parceria com a Ace. Entre os projetos, o destaque foi para a Tivit, com a ferramenta GoTo para supervisão de 1.419 equipes de campo, alcançou a economia de 25% dos custos.

4) Energisa – investimentos chegaram a R$ 1,6 bilhão, em 2016, 6% a mais que no ano anterior, R$ 4,5 bilhões nos últimos três anos com treze distribuidoras, 6,5 milhões de consumidores em nove estados.

5) Light – instalou cerca de 900 mil de medidores inteligentes no Rio de Janeiro, até o final de 2017. O sistema está sendo equipado com rede *mesh* e centro de controle e medição para a geração distribuída, medindo consumo e geração de painéis fotovoltaicos. Até o final de 2018, 90% dos clientes terão identificados o consumo diário e o perfil de demanda.

6) Neoenergia – envolvida no projeto de Desenvolvimento de Tecnologia Nacional para Redes Inteligentes tem previsão para investimentos de R$ 70 milhões, no curto prazo. De 2013 a 2017, a empresa teria investido R$ 10 bilhões nas distribuidoras do Nordeste.

Além disso, investimentos da cadeia produtiva estão focados no armazenamento de dados, no gerenciamento, nas tecnologias de funcionalidades cruzadas com as infraestruturas nos setores de saneamento, transporte, saúde, comunicações, outros. Grandes volumes de dados de clientes, instalações e serviços são armazenados em períodos cada vez menores, exigindo memórias da ordem de terabytes. A convergência dos serviços de energia e informação é outra tendência inovadora, correspondente a redes de transmissão com uso simultâneo de EE e de dados em banda larga. Cabos condutores especiais utilizam fibra ótica em seu interior.

O Centro de Pesquisa e Desenvolvimento em Telecomunicações (CPqD) e a Furukawa (condutor especial), Balestro (isoladores), Workeletro (conectores) vêm desenvolvendo a tecnologia de fibra ótica integrada ao condutor elétrico, com experimentações na Cemig Telecomunicações de Sete Lagoas. Entre as vantagens incluem-se a implantação de *smart-grid* para as concessionárias de energia e a implementação de banda larga para as concessionárias de telecomunicações. Os recursos de cerca de R$ 2 milhões vieram do programa de P&D da Cemig e da Fundação de Amparo à Pesquisa de Minas Gerais (Fapemig) e o custo da rede é 15% superior ao custo de uma rede convencional (Polito, 2017).

TABELA 22
Consumo de EE das dez maiores distribuidoras (2017)

Distribuidora	Consumo (MWh)	Brasil (%)
Eletropaulo	32.799.431	10,47
Cemig-Distribuição	25.081.741	8,01
CPFL-Paulista	20.389.044	6,51
Copel-Distribuição	19.735.927	6,30
Light	19.595.528	6,26
Coelba	16.257.292	5,19
Celesc-Distribuição	14.119.813	4,51
Celg-Distribuição	11.007.317	3,51
Elektro	10.868.342	3,47
Celpe	10.770.474	3,44

Fonte: ANEEL (2018), disponível em: <http://www.aneel.gov.br/dados/distribuicao>.

Durante a XXI Conferência das Partes sobre Mudança do Clima da ONU (Cop21), o Brasil apresentou a intenção de abatimento de emissões, denominada Contribuição Nacionalmente Determinada (iNDC), como abordado anteriormente. Entre as medidas que o país pretende adotar, está o aumento da participação da bioenergia para 18% da matriz energética, até 2030.

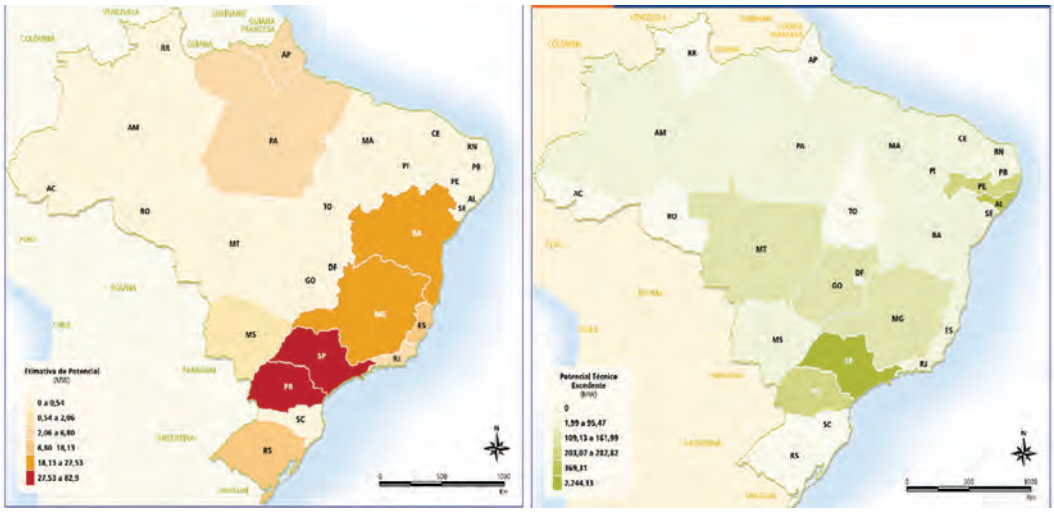
Bioenergia

O aproveitamento de matéria orgânica carburante para extração de energia renovável, conhecida como bioenergia, pode ser dividida em dois grupos, quais sejam, biomassa e biocombustível. A biomassa é usada nas usinas para produção de calor e eletricidade, podendo ser de origem natural, plantações e florestas, ou residual, lixo urbano e animal. O biocombustível é utilizado para mover veículos de transporte e apresenta características variadas dependendo da fonte de extração, que abrange desde culturas de cana-de-açúcar, milho, dendê e soja, até biogases, como o biometano.

Biomassa

O fomento à participação da bioeletricidade no sistema elétrico nacional é viabilizado por meio dos programas ProGD e Proinfa. O incremento do aproveitamento do biogás e do biometano, produzidos na biodigestão anaeróbica de resíduos, também são considerados no Renova-Bio. De acordo com a EPE (2016f), em 2014, o bagaço de cana, a lixívia e a lenha contribuíram com a produção de 44,7 TWh de eletricidade, 8% da geração total. Sendo que, dos 517 empreendimentos termelétricos em operação, com capacidade instalada de 14 GW, 394 (11 GW) são movidos a bagaço de cana.

MAPA 3
Potencial de geração de EE nos setores da silvicultura e sucroalcooleiro
3A – Silvicultura 3B – Sucroalcooleiro



Fonte: Disponível em: <https://goo.gl/5VttsH>.

Pelo relatório EPE (2016f) – Energia Renovável, em 2014, a oferta potencial de bioeletricidade gerada de forma centralizada foi de 127 TWh. O potencial pode chegar a 380 TWh, para geração centralizada em 2050, o equivalente à capacidade instalada de 51 GW com fator de capacidade de 85%. Para a geração distribuída, é possível chegar a 67 TWh, equivalente a 9 GW (FC = 85%), até 2050.

TABELA 23
Potência instalada em usinas termelétricas à biomassa (2016)

	Existentes			Em Construção		Outorgadas			**Total**
	APE	PIE	REG	APE	PIE	APE	PIE	REG	
MW	3.048	10.337	553	218	658	71	1.160	29	**16.073**
Unidades	94	234	188	1	13	6	20	12	**568**

Fontes: EPE (2016f), Autoprodução de Energia Elétrica (APE), Produtor Independente de Energia (PIE) e REG-sujeitas a Registro.

A IEA estimou que o potencial de geração de energia utilizando biomassa passaria de 9,6 GW em 2012 para 16 GW em 2035, no cenário de novas políticas, superando a energia eólica. Segundo o Instituto Acende Brasil, o potencial para 2020 seria de 14 GW.

TABELA 24
Potencial de expansão da EE de biomassa para o setor sucroalcooleiro (MW)

	2005	2010	2015	2020	2030
Norte	1	2	5	6	10
Nordeste	47	301	494	654	1.087
Sudeste	251	1.455	1.962	2.597	4.315
Sul	25	146	210	278	462
Centro-Oeste	32	256	434	575	955
Total	**356**	**2.160**	**3.105**	**4.110**	**6.829**

Fontes: EPE (2008) e Plano Nacional de Energia 2030.

De acordo com os dados mais recentes do sistema BIG-Aneel de 03/09/2018, a capacidade instalada fiscalizada das termelétricas correspondeu a 41.315 MW, ou seja, igual a 25,82% (dos 160.028 MW) de capacidade instalada de EE do SIN deste ano. Havia 2.999 UTEs em operação, outros 28 empreendimentos em construção, correspondente a 3.667 MW e 118 projetos de construção, com mais 4.233 MW previstos, que juntos representam um aumento de 20% da potência, para os próximos anos. O parque termogerador qualificado é constituído por 99 usinas (uma em construção), com capacidade instalada de 4.245 MW, em 2018.

Complementarmente, a energia hidráulica representou 60,25% (96.414 MW), enquanto as alternativas renováveis CGH, PCH, ondas, eólica, solar são 12,69% (20.307 MW) e nuclear 1,25% (1.990 MW). O total de 7.123 empreendimentos estão em operação, com mais 600 previstos para os próximos anos, aumentando a capacidade em 20 GW.

TABELA 25
Classificação das usinas termelétricas biomassa e fóssil (2018)

Usinas termelétricas		Quantidade	Capacidade instalada kW	%
Total tipo biomassa		549	14.548.593	35,02
Agroindústria	Bagaço de cana	401	11.180.735	26,92
	Biogás-AGR	2	948	0,00
	Capim elefante	2	31.700	0,08
	Casca de arroz	12	45.333	0,11
Biocombustíveis líquidos	Etanol	1	320	0,00
	Óleos vegetais	2	4.350	0,01
Florestas	Carvão vegetal	8	43.197	0,10
	Gás de alto forno	10	114.265	0,28
	Lenha	4	23.900	0,06
	Licor negro	18	2.542.616	6,12
	Resíduos florestais	55	425.197	1,02
Resíduo animal	Biogás	14	4.481	0,01
Resíduo urbano	Biogás	19	128.851	0,31
	Carvão vegetal	1	2.700	0,01
Total tipo fóssil		2.453	26.990.519	64,98
Carvão mineral	Calor de processo	2	28.400	0,07
	Carvão mineral	14	3.323.740	8,00
	Gás de alto forno	10	375.330	0,90
Gás natural	Calor de processo	1	40.000	0,10
	Gás natural	165	12.953.699	31,18
Outros fósseis	Calor de processo	1	147.300	0,35
	Gás de alto forno	1	1.200	0,00
	Gás de refinaria	6	315.560	0,76
Petróleo	Óleo combustível	78	4.055.967	9,76
	Óleo diesel	2.157	4.720.995	11,37
	Outros energéticos	18	1.028.328	2,48
Total		**3.002**	**41.539.112**	**100**

Fonte: Banco de Informações Gerenciais – BIG Aneel de março de 2018

Biocombustível

Os biocombustíveis sempre foram apontados como uma alternativa promissora de maior sustentabilidade ambiental decorrente da diminuição das emissões[21] tanto para

21. Indicadores de produção de GEE: gasolina = 75,32 gCO2eq/MJ e etanol = 15 gCO2eq/MJ; diesel = 86,91 gCO2eq/MJ; biodiesel = 26 gCO2eq/MJ.

o transporte de veículos leves a partir do etanol/ metanol,[22,23] quanto para o transporte de veículos pesados, com o biodiesel. Ademais, no cômputo favorável ao balanço de emissões, é considerada a compensação pela absorção de CO_2, quando do crescimento das lavouras de cana e de oleaginosas.

O Programa Renova-Bio 2030, iniciativa do MME lançada em 2016, promove a expansão de biocombustíveis compatível com as necessidades de mercado, além de contribuir para os compromissos nacionalmente determinados no Acordo de Paris. O programa propõe a avaliação de emissões por meio de análise do ciclo de vida, além do desenvolvimento do biocombustível como insumo energético e bioquímico (bioplástico).

É importante lembrar a conhecida controvérsia associada à tensão que representa a expansão do uso da terra para agricultura com fins bioenergéticos, em comprometimento à produção de alimentos e ao nível de emissões. Por outro lado, para os produtores, a destinação de parte da safra agrícola para a fabricação de biocombustível tem se revelado auspiciosa, pois a funcionalidade na diversidade de usos é trabalhada de acordo com os preços das *commodities* no mercado.

O Renova-Bio prevê metas nacionais de redução de emissões e implantação dos certificados de descarbonização para trocas entre produtores e distribuidores. Nos certificados, notas são atribuídas aos produtores, de forma individualizada, conforme a contribuição dada no abatimento das emissões. Os dois instrumentos juntos permitirão a emissão de Créditos de Descarbonização por Biocombustíveis (CBIOs) pelo produtor. O ativo financeiro emitido pelo produtor a partir da nota fiscal de comercialização poderá ser negociado em bolsa. Enquanto a meta de compra de biocombustíveis, atribuída aos distribuidores, poderá ser comprovada pelos CBIOs em carteira.

Entretanto, a proposta pode ter dificuldades em computar as emissões associadas às mudanças no uso da terra, também consideradas no ciclo de vida dos biocombustíveis. Além disso, a utilização de fertilizantes na agropecuária e o processo de industrialização teriam que ser computados, pois representam impactos significativos. Os aspectos mais promissores do programa referem-se: *i)* ao reforço da estruturação do mercado interno

22. Etanol celulósico: segunda geração de etanol, extraído a partir do bagaço de cana, expansão da produção sem aumento de área cultivada.

23. Metanol: conhecido com álcool de madeira, o metanol serve como solvente e como composto em polímeros. Normalmente é obtido sinteticamente a partir do processo carboquímico (monóxido de carbono) ou por processo petroquímico (oxidação controlada do metano). Todo o produto consumido no país é importado, um milhão de toneladas por ano.

de crédito e precificação de carbono; e *ii)* ao aproveitamento da produção de etanol para extração de hidrogênio, em pról da transição futura do modelo de transporte de fóssil para eletrificado, com uso de tecnologia de células de combustível.

No panorama internacional, o Brasil é conhecido pelas áreas de expansão e aumento de produtividade devido à mecanização, que pode elevar a posição do país para maior produtor mundial junto com os Estados Unidos. O Programa Renova-Bio 2030 segue de fato uma tendência internacional de aumento da participação de biocombustível na matriz energética, estabelecida em 10% na União Europeia e em 20% nos Estados Unidos, até 2020. A IEA estima que a produção nacional de biocombustíveis triplique, até 2035, correspondendo a 1 milhão de boe/dia, com participação de 80% de etanol.

Duas políticas norte-americanas influenciaram a estruturação do Renova-Bio, quais sejam: a *Low Carbon Fuel Standard* (LCFS), do estado da California e a *Renewable Fuel Standard* (RFS), regulada pela Agência de Proteção Ambiental (EPA), no nível federal. A LCFS prevê a emissão de créditos de baixo carbono e a análise de ciclo de vida para cálculo da intensidade de carbono. A manutenção no nível dos preços para consumo é implementada pelo sistema de preço-teto, *price-cap*. Outro instrumento interessante, que prevê a transição para o sistema eletrificado de transporte urbano, é a denominada provisão de eletricidade e de hidrogênio, que funciona gerando créditos. A RFS, criada em 2005, inclui garantias para produção de biodiesel de biomassa, celulósico, biocombustíveis avançados e totalmente renováveis, além de isenções.

Em visão alternativa, o Comitê Científico para Problemas Ambientais, em inglês, Scientific Committee on Problems of Environment – SCOPE, pertencente ao Conselho Internacional para Ciência, International Council for Science (ICSU),[24] elaborou análise científica a respeito dos efeitos da produção de biocombustíveis sobre o meio ambiente em nível global, em 2008, apresentando as conclusões a seguir.

1) A substituição de 10% dos combustíveis fósseis por biocombustíveis em todo o planeta exigirá a produção adicional de 118 a 508 milhões de hectares, dependendo do tipo de cultura, comparável a cerca de 25% do total de terras cultivadas correntemente (1.400 milhões de ha).

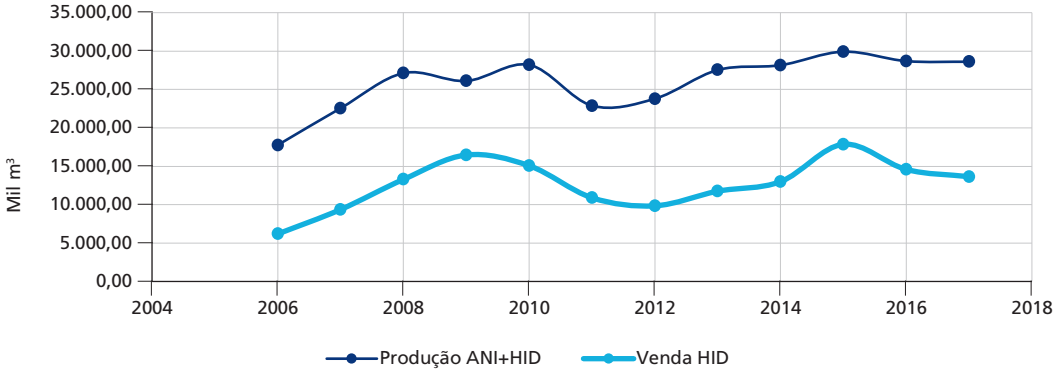
24. Conselho Internacional de Ciência, organização não governamental internacional, com sede em Paris, compreendia 120 membros científicos multidisciplinares e observadores, incluindo 140 países, em 2012. Mais recentemente, em 2018, foi criada a International Science Council (ISC), uma fusão entre a ICSU e a International Social Science Council (ISSC).

2) As análises de ciclo de vida dos biocombustíveis geralmente subestimam a produção do óxido nitroso (N_2O), que promove 300 vezes mais aquecimento do que a massa equivalente de CO_2.

3) Os recursos hídricos necessários para a produção de biocombustíveis são de 70 a 400 vezes maiores do que para a obtenção de energia de fontes fósseis, solar ou eólica.

O relatório enfatiza que a colheita de cana-de-açúcar terá de ser totalmente mecanizada, sob pena de zerar os ganhos de emissões evitadas devido às práticas de queimadas pré-colheita manual. Com relação ao combustível líquido hidrocarbono, obtido via biomassa celulósica, a tecnologia oferece uma série de vantagens em termos de eficiência e menor impacto ambiental, mas, estando em fase de desenvolvimento, precisará mostrar viabilidade econômica no futuro, em Howarth *et al.* (2008).

GRÁFICO 15
Evolução histórica da produção de etanol (anidro e hidratado) e venda (hidratado) (2006-2017)
(Em mil m³)

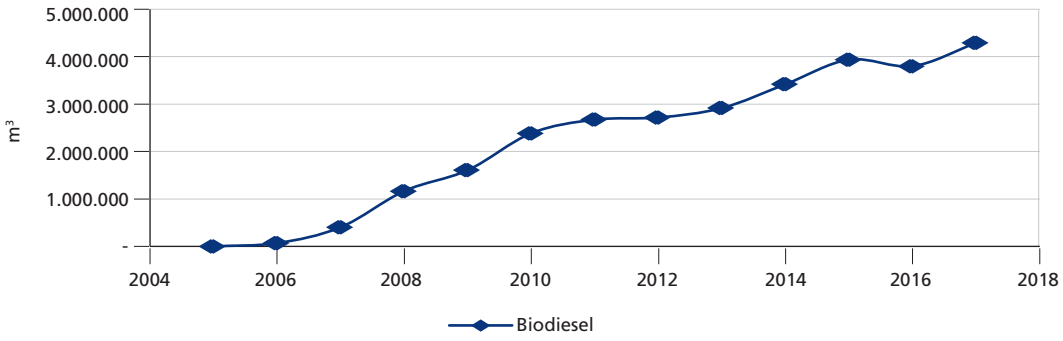


Fonte: Anuário estatístico da ANP (2018).

Voltando à análise dos condicionantes nacionais, observa-se que, em 2017, a venda nacional de etanol hidratado teve queda de 6,47%, em relação a 2016, que também apresentou queda de 18%, em relação a 2015. Em 2016 e 2017, a produção de etanol anidro e hidratado teve queda de 4,11% e 0,28%, respectivamente. Em 2015, o volume da produção havia crescido em 6,26% (29.923 mil m³), em relação a 2014, pois houve uma diminuição na produção de açúcar. Cerca de 60% do etanol produzido é hidratado, enquanto o etanol anidro, adicionado à gasolina

A para obtenção da gasolina C, corresponde a cerca de 30%. O biodiesel (B-100) produzido passou de 3,8 milhões de m^3 para 4,29 milhões de m^3, de 2016 para 2017, com aumento de 12,89%.

GRÁFICO 16
Evolução histórica da produção de biodiesel (B100) (2005-2017)
(Em m^3)



Fonte: ANP (2018).

Desde a criação do Proálcool, na primeira metade da década de 1970, o setor sucroalcooleiro tem se mostrado instável. O período 2003-2010 apresentou forte crescimento com abertura de capital de empresas (Cosan), aquisições de outras (pelo Grupo Odebrecht, atual Atvos) e investimento de capital internacional (Tereos, Shell/Raizen e Bunge). Contudo, o segmento voltou a declinar devido à baixa oferta de crédito (*crise subprime*), à sobrevalorização cambial e à concorrência com os derivados de petróleo, Oliveira (2017). O alto endividamento, estimado em cerca de R$ 100 bilhões, teve repercussão em fechamento de usinas, recuperação judicial e reestruturação por fusões e aquisições.

De acordo com a RPA Consultoria, a grande instabilidade experimentada pelo segmento sucroalcooleiro na última década, com aproximadamente 20% das usinas em situação de falência, deve-se em parte aos baixos preços do açúcar e do álcool, além dos problemas de gestão que justificam a deterioração financeira. No levantamento de 2008, constava que das 444 plantas existentes, 52 estavam em recuperação judicial e 27 em falência. Passados 10 anos, a capacidade ociosa aumentou com mais de 20% das usinas paradas e 5% em recuperação judicial, correspondente a pouco mais de 10% do processamento de cana. O caminho para a saída da crise tem sido a venda de ativos, mais do que a renegociação das dívidas.

Segundo dados divulgados pelo MME, no anexo II (Renova-Bio 2030 – Justificativas), elaborado no processo de consulta pública sobre o programa, a safra 2016/2017 de cana permitiu a produção de 27,2 bilhões de litros de etanol (53,1% etanol e 46,9% açúcar). A bioenergia produzida pela biomassa de cana foi de 24 TWh, em 2016, disponibilizada ao SIN, com emissões evitadas correspondendo a 10 milhões de ton CO_2Eq. A perspectiva dos operadores é de que metas mais ambiciosas sejam adotadas, para que a produção convencional de álcool dobre até chegar a 50 bilhões de litros, em 2030.

A favor da política está o desenvolvimento tecnológico do biocombustível de segunda geração que pode extrair mais 40% de etanol a partir da mesma quantidade de cana. O país conta com as empresas Granbio e Raizen para desenvolver o etanol celulósico a partir da cana. Contudo, o Cenpes da Petrobras, encarregado pela pesquisa nacional na área, estima que os biocombustíveis de segunda geração, tornar-se-ão viáveis somente a partir de 2030. Até lá, muitas cidades do primeiro mundo terão banido o uso da gasolina e, provavelmente, estarão fazendo uso exclusivo dos veículos elétricos.

Investimentos em logística têm auxiliado na redução dos GEEs, como a implantação de 200 km de dutos de etanol entre Ribeirão Preto e São Paulo, realizado pela cooperativa de produtores. Contudo, para estimular uma expansão mais expressiva da produção no futuro, a depender da direção que tomar o desenvolvimento do sistema de eletrificação a partir de hidrogênio, seria necessário adotar um modelo de produção descentralizado, dispensando o transporte em grandes distâncias. A ideia seria reproduzir o conceito de *teapot refineries* da produção chinesa de combustível, com a pulverização espacial de pequenas usinas funcionando independentemente.

Quanto à produção de biodiesel, essa tem apresentado uma trajetória mais estável, gerando boa expectativa quanto ao compromisso assumido na $Cop_{21,}$ já que o biocombustível emite 70% menos CO_2 que o óleo diesel fóssil. Para alcançar esse objetivo, a Lei nº 13.263/2016 estabeleceu o incremento gradual da adição de biodiesel ao diesel, correspondendo a 8% em 2017, 9% em 2018 e 10% em 2019. A meta é atingir o B15 em 2025 e o B20 em 2030, caso os fabricantes de motores venham a aperfeiçoar a tecnologia. A regulamentação permite o B30 e o B20 para os transportes ferroviário e rodoviário cativo. As safras recordes de soja ajudam no cumprimento da meta, cujo grão entra com 65% da composição do biodiesel.

Correntemente, o país precisa importar óleo diesel, mesmo havendo suplementação com a mistura de óleos vegetais. Cerca de 50 plantas de processamento de biodiesel estão autorizadas pela ANP, produzindo 21 mil m^3/dia. Apesar disso, a Petrobras Biocombustíveis encerrou as atividades da usina de biodiesel de Quixadá, em novembro de 2016. Outras duas usinas da estatal permaneciam operantes até meados de 2018, Montes Claros (MG) e Candeias (BA).

Considerando que a produção de biodiesel foi de 3,8 bilhões de litros, em 2016, as associações de classe, participantes da consulta pública do Renova-Bio, deduzem que seria necessário empenhar grande parte da produção de soja, passando a parcela de industrialização interna de 40% em 2016, para 65% em 2030. Ou seja, isso implicará em expansão da produção para alcançar a meta, com o agravante de que a política seja obrigada a cotejar preços internacionais para os derivados do produto soja, já bastante demandados pelo mercado.

Sintetizando, ao elaborar a análise da conjuntura do mercado de biocombustíveis, alguns pontos chamaram a atenção e foram evidenciados com o objetivo de diminuir as fragilidades do segmento: *i*) a necessidade de diminuição dos custos de produção, e.g.: redução dos custos de manutenção com adaptação de equipamentos de moagem ao processo de colheita mecanizada, visando separar os detritos recolhidos indevidamente; *ii*) aumento da competitividade com os preços dos derivados de petróleo, que apresentam variações expressivas, e.g.: criação de mecanismos de *hedge*; *iii*) aperfeiçoamento da gestão, e.g.: previsão para rendas alternativas como a venda de bioeletricidade; *iv*) saneamento de passivos, e.g.: profissionalização de grupos familiares proprietários de usinas; e *v*) aumento de investimentos, e.g.: reforma de canaviais e trato com oleaginosas.

Nichos de mercado para inserção dos biocombustíveis certamente existem e alguns, inclusive, com previsão em lei. Este é o caso da capital paulista, por exemplo, com a política de frota verde. A Lei Municipal nº 14.933/2009, que instituiu a política de mudanças climáticas, determinou que a frota de ônibus circulasse exclusivamente com combustíveis renováveis, até 2018. Entretanto, apenas 1% da frota estaria sendo abastecida com biocombustíveis, em 2017.

Lei do município de São Paulo nº 14.933/2009:

> Art. 50. Os programas, contratos e autorizações municipais de transportes públicos devem considerar redução progressiva do uso de combustíveis fósseis, ficando adotada a meta progressiva de redução de, pelo menos, 10% (dez por cento) a cada ano, a partir de 2009 e a utilização, em 2018, de combustível renovável não-fóssil por todos os ônibus do sistema de transporte público do município.

> Parágrafo único. A meta e a prioridade previstas no "*caput*" deste artigo aplicam-se nas hipóteses de aquisição e locação de veículos utilizados no transporte e serviços do poder público municipal, bem como na expansão e renovação de sua frota, ressalvados os casos de impossibilidade técnica, devidamente justificados (Brasil, 2009).

Por sua vez, o biogás é o tipo de segmento que tem apelo naturalmente sustentável, quando produzido e consumido localmente. Subproduto de colheitas agrícolas, de dejetos animais, de processos sanitários e de resíduos urbanos, o biogás contém o biometano que pode ser utilizado para aquecimento, produção de EE e combustível automotivo. Como alertado pela ABiogás, durante o processo de consulta pública ao MME, o potencial de produção de biometano é de cerca de 70 milhões de m^3/dia, ou seja, 115 mil GWh/ano. Além disso, dependendo do processo de depuração aplicado aos dejetos, a produção de fertilizante natural soma-se à geração de energia.

Outro segmento promissor é o de biocombustível para aviões. O conselho da Organização de Aviação Civil Internacional (ICAO/ONU) contribuiu para a política de mitigação de emissões e mudanças climáticas instituindo o acordo denominado *Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation* (CORSIA), em 2016, com adesão de 192 estados-membro, em 2018. A meta da indústria de aviação é atingir a neutralidade de carbono, em 2020. Para isso, a utilização do bioquerosene de aviação, BioQAV, para movimentação das turbinas dos aviões, tem conseguido apoio do mercado. A Ubrabio defende a valorização da cadeia produtiva do bioquerosene de forma a produzir 5,6 milhões de toneladas, até 2030.

A adesão dos segmentos de transporte às exigências do Acordo de Paris inclui a Organização Marítima Internacional (OMI/ONU), que regulamenta os combustíveis internacionalmente. A OMI determinou a mudança de limite ao conteúdo de enxofre no óleo diesel marítimo para mitigar os efeitos de emissões de GEE. O enxofre deverá passar de 3,5% para 0,5%, a partir de 2020, exigindo a instalação de purificadores ou a utilização de gás natural liquefeito como combustível alternativo. O efeito colateral dessa medida é um provável aumento nos custos com o uso de óleo diesel marítimo, em 2020.

Hidráulica

As UHEs podem gerar 80% da EE do país, mas a possibilidade de expansão dessa fonte implica construção de barragens nas áreas remotas, onde a vulnerabilidade ambiental é maior. O aproveitamento com menor impacto tem sido possível por meio da construção de usinas com reservatórios a fio d'água. Contudo, a capacidade de armazenamento média das hidrelétricas tem diminuído. Em 2000 era de seis meses e atualmente é de 3,8 meses.

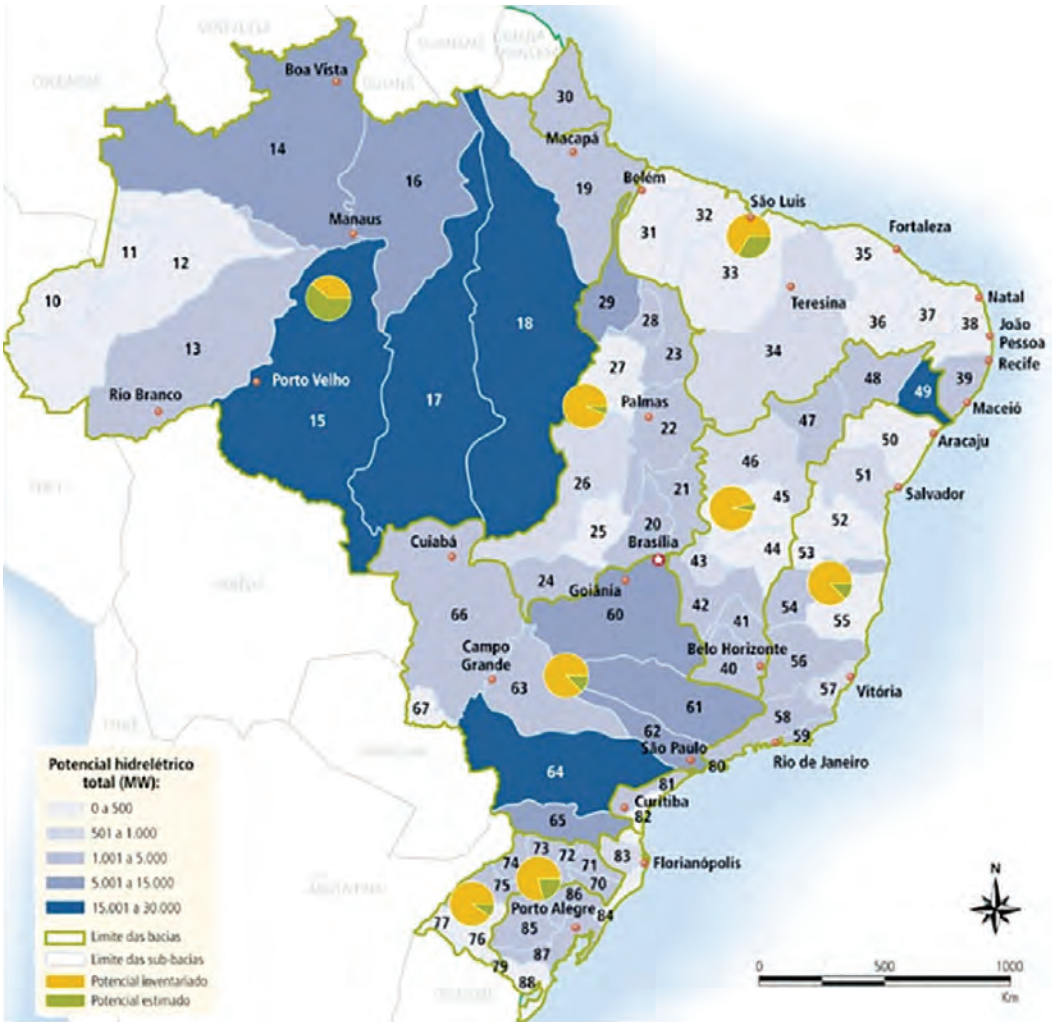
Em 2007, o potencial hidrelétrico total foi estimado em 251 GW, sendo que a parcela aproveitada era de 78 GW, a parte inventariada era de 126 GW, com mais 47 GW estimados teoricamente, pelo PNE 2030. Em 2013, os números foram confirmados pela EPE e pela Aneel, num total de 172 GW por explorar em UHEs e PCHs, sendo 70% nas Bacias Amazonas e Tocantins-Araguaia. Os dados mais recentes, de 2016, mostraram que cerca de 105 GW haviam entrado em operação, restando apenas 67 GW em projetos. Para o Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas (CERPCH), as PCHs representam aproximadamente 26 GW.

Pela IEA/WEO (2013), o potencial hidrelétrico foi estimado com base nos dados nacionais em 245 GW, dos quais apenas um terço eram utilizados, pois a maior parte desse efetivo estava localizada na distante Amazônia. O estudo apurou que a capacidade hidrelétrica instalada, em 2012, era de 83 GW. Os dois terços do potencial hidrelétrico brasileiro que permaneciam sem exploração, caso viessem a sê-lo implicariam impactos socioambientais significativos. Sendo assim, o conceito de usinas-plataformas ou plataforma hidrelétrica, em inglês, *platform hydropower plant*, foi lembrado como especialmente apropriado para a região Amazônica (95GW), onde está a maior parte do potencial inexplorado.

O modelo de usina-plataforma baseia-se na concepção de plataformas offshore de exploração O&G. A finalidade é minimizar o impacto ambiental, por meio de movimentação reduzida de operários, aumento da automatização do funcionamento e infraestrutura de acesso pontual (heliponto). A recuperação da cobertura vegetal do canteiro de obras após execução dos trabalhos é outro requisito a ser atendido, sendo imprescindível mencionar a total inconveniência da formação de núcleos urbanos.

Com o objetivo de aumentar a capacidade de produção hidrelétrica, a EPE avaliou a geração a fio d'água e a repotenciação das UHEs, no *Relatório de Energia Renovável 2016*. O documento reúne dados de 25 projetos com capacidade de armazenamento superior a 480 MWm cada. A classificação envolveu a divisão das UHEs em quatro grupos, conforme o grau de interferência socioambiental. A soma de todo o conjunto de usinas totalizou uma agregação de potência de 46,6 GWmed, 16% do total de reservação de 2015, sendo que dezesseis projetos continham 54% da energia armazenável, igual a 25.153 MWmed, e nove projetos de maior complexidade compreendiam 46% da energia, com 21.493 MWm.

MAPA 4
Potencial hidrelétrico brasileiro



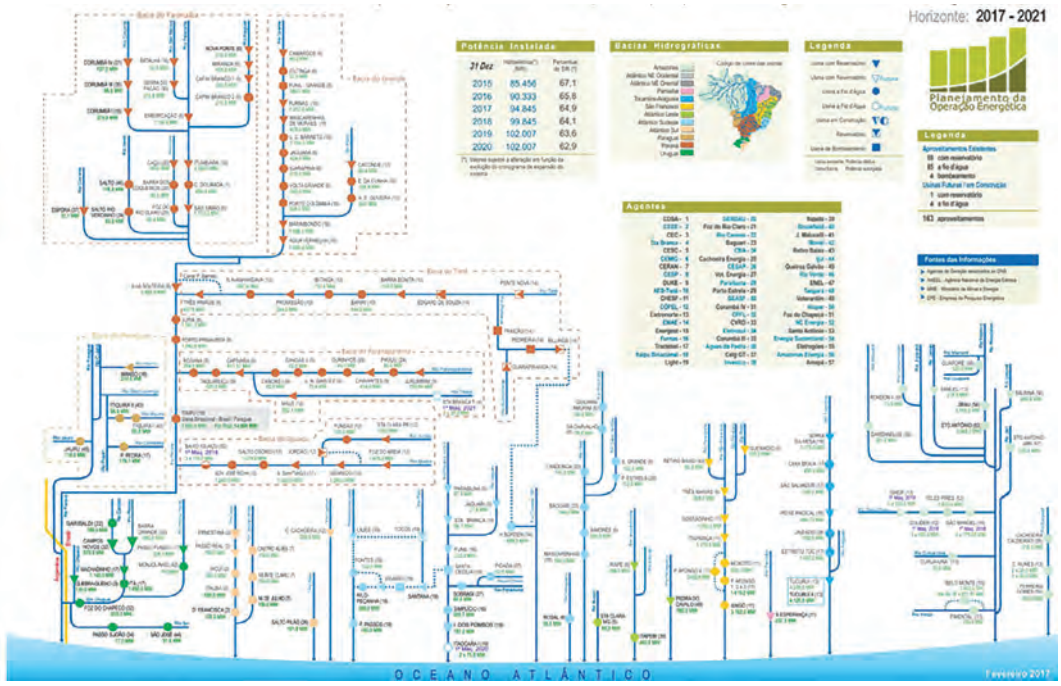
Fonte: ANEEL. Disponível em: <https://goo.gl/726cyJ>.

Na avaliação da EPE, os ganhos foram considerados inexpressivos, correspondendo a 605 MW de potência efetiva e 272 MWmed com repotenciação.

A associação que representa as geradoras, a Abrage, pleiteia o direito à compensação pelos investimentos em repotenciação, caso venham a ser realizados. A proposta é aumentar a reserva de potência, mesmo princípio aplicado para sistema ancilar, solicitado ao ONS. O gerador interessado na repotenciação acionaria o ONS, que chamaria pelos estudos. A aprovação acarretaria em compensação pela potência

adicional disponibilizada ao SIN. A garantia seria revisada e poderia ser comercializada, implicando aumento de rendimento da usina. Os encargos setoriais também cresceriam, uma vez que incidem sobre a potência instalada. A associação reconhece que houve avanço na legislação sobre indisponibilidade das usinas geradoras que estão sendo reformadas, com expurgo da máquina paralisada do fator de indisponibilidade (FID).

FIGURA 11
Diagrama de hidrelétricas e fluxo de energia do SIN



Fonte: ONS. Disponível em: <goo.gl/YUw9nv>.

A Resolução Normativa (REN) da ANEEL nº 642/2014 estabelece critérios e procedimentos para realização de investimentos que deverão ser considerados no cálculo de tarifas de aproveitamento hidrelétrico (AHE) alcançados pela Lei nº 12.783/2013. Os investimentos considerados para remuneração são: *i*) ampliação, com aumento de potência; *ii*) melhoria – substituição e reforma de instalações existentes; e *iii*) bens não reversíveis – edifícios, veículos, *hardware* e *software*.

Outro fator adicional ao desafio de estimar a real capacidade de geração do SIN é a revisão das garantias físicas das UHEs. Metodologias diferentes e o uso de parâmetros fora da realidade operacional resultam em superavaliação da carga crítica. Pelo relatório operacional do TCU, TC 019.228.2014-7, nove leilões de energia de reserva teriam

sido realizados nos últimos 20 anos para corrigir o desequilíbrio. A contratação de 4.885 MWm corresponderam a R$ 116 bilhões.

A revisão das garantias físicas, iniciada em 2016 após vinte anos sem modificações, considerava que ao menos 122 usinas teriam potência revisada naquele ano. A NT EPE-DEE-RE-097/2016-r0 trouxe os dados da revisão, com expectativa de diminuição de 1.400 MWmed de potência, ou seja, redução média de 2,5% da energia disponível no SIN. A usina de Itaipú teve a potência reduzida em 409 MWm, de 8.182 MWm para 7.772,9 MWm, a maior em termos absolutos. Outras usinas com efeitos relevantes seriam Sobradinho (PE/BA), Marimbondo (MG), Serra da Mesa (TO), Três Irmãos (SP) e Ilha Solteira (SP). Entre as empresas mais afetadas estariam a Cesp, AES Tiete e Light. A Eletrobras teria perda de 300 MW.

A metodologia de cálculo das garantias está passando por reformas, devendo estar completa até 2023. A revisão traz mais transparência aos leilões regulares de energia e diminui a necessidade de contratação de energia de reserva. A potência de energia garantida é a contribuição dada pelas usinas geradoras para a segurança do suprimento no SIN, servindo para cálculo do rateio da produção total entre as operadoras participantes do MRE. O investimento dos operadores continua protegido com limite máximo de redução de 5% ou de até 90% do valor estabelecido em contrato de concessão.

TABELA 26
Evolução da entrada em operação de serviços de geração hidrelétrica (2005-2016)
(Em MW)

	UF	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Tucuruí	PA	750,0	375,0	1.125,0									
Aimorés	MG	330,0											
Barra Grande	SC/ RS	232,8	465,5										
Peixe Angical	TO		498,8										
Irapé	MG		360,0										
Campos Novos	SC			879,9									
Foz do Chapecó	RS/ SC						641,3	213,8					
Estreito	TO							543,5	407,6	135,9			
Santo Antônio	RO								626,3	501,9	1.157,8		
Mauá	PR								352,1	11,1			
Simplício	MG									305,7			
Jirau	RO									75,0	1.425,0	1.275,0	975,0

(Continua)

(Continuação)

	UF	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Santo Antônio do Jari	PA										373,4		
Teles Pires	PA											728,0	1091,8
Belo Monte	PA												2.027,5
Outras		420,1	687,8	210,0	180,0	602,2	949,0	385,5	77,0	239,9	220,5	297,3	301,07
Total		**1.732,9**	**2.387,1**	**2.214,9**	**180,0**	**602,2**	**1.590,3**	**1.142,8**	**1.463,0**	**1.269,5**	**3.176,7**	**2.300,3**	**4.395,4**

Fonte: ANEEL e Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2017 da EPE.

Os empreendimentos futuros para expansão do sistema hidrelétrico, que foram levados em conta pela EPE quando da montagem de cenários para o PDE-2026, totalizam 3.066 MW, sendo aqueles acima de 100 MW apresentadas a seguir:

- UHE São Roque, 135 MW no rio Canoas (SC), entrada em operação em 2022;
- UHE Apertados 139 MW, rio Piquiri (PR), operação prevista 2023;
- UHE Comissário 140 MW, rio Piquiri (PR), 2023;
- UHE Telêmaco Borba 118 MW, rio Tibagi (PR), previsão para 2023;
- UHE Itapiranga, 725 MW, rio Uruguai (RS/SC), entrada em operação 2026;
- UHE Buriti Queimado 142 MW, rio das Almas (GO), 2026;
- UHE Maranhão Baixo 125 MW, rio Maranhão (GO), 2026;
- UHE Castanheira, 140 MW, rio Arinos (MT), entrada em operação em 2023;
- UHE Tabajara, 350 MW, rio Machado (RO), entrada em operação em 2023;
- UHE Bem Querer, 708 MW, rio Branco (RR), entrada em operação em 2026.

Somente o Complexo Hidrelétrico do Tapajós representaria quatro vezes o potencial de UHEs previsto no cenário 2026 da EPE, com 12.600 MW de geração nos rios Tapajós e Jamanxim. Porém, o projeto enfrenta forte resistência dos ambientalistas e do MPF, pois implica em remoção de aldeias do povo Munduruku, em terras Sawré Muybu, movimento considerado inconstitucional. O processo de licenciamento foi arquivado pelo IBAMA, em 2016.

Considerando a tabela 27, em que apenas vinte UHEs estão relacionadas, observam-se que as usinas do estado do Pará, Usina de Tucuruí, Belo Monte e Teles Pires respondem por aproximadamente 13% da capacidade instalada. Em seguida, as UHEs de Itaipu, Gov. Bento e Salto Santiago, no estado de Paraná, são responsáveis por 10% da geração. Seguem em importância os estados de Rondônia (7%), São Paulo (6%), Minas Gerais (5%) e Goiás (3%).

TABELA 27
Principais características das vinte maiores usinas hidrelétricas (dez. 2016)

Usina hidrelétrica	UF	Capacidade instalada	Área Inundação	Máx	Útil
		GW	km²	km³	km³
Tucuruí (1984/87)	PA	8,54	3.024	50,3	39,0
Itaipu-BR (1989/1991)	PR	7,00	1.350	29,4	2,0
Jirau (2013)	RO	3,75	17	2,7	0,0
Ilha Solteira (1973/1978)	SP	3,44	1.955	21,1	12,8
Xingó (1994/1997)	SE	3,16	60	3,8	0,0
Santo Antônio (2012)	RO	3,15	271	2,1	0,0
Paulo Afonso IV (1979/1983)	BA	2,46	797	0,1	0,0
Itumbiara (1980/1981)	MG	2,08	665	17,0	12,5
Belo Monte (2016)	PA	1,99	514	4,8	0,0
Teles Pires (2015)	PA	1,82	132	0,9	0,0
São Simão (1987)	GO	1,71	142	12,5	5,5
Gov. Bento MRN (1980/1982)	PR	1,68	327	5,8	4,0
Jupiá (Eng. Souza Dias 1969/1974)	SP	1,55	1.915	3,4	0,0
Porto Primavera (1999/2003)	SP	1,54	303	14,4	0,0
Luiz Gonzaga (Itaparica 1988/1990)	PE	1,48	816	10,8	3,5
Itá (2000/2001)	RS/SC	1,45	141	5,1	0,0
Marimbondo (1975/1979)	MG	1,44	427	6,2	5,3
Salto Santiago (1980/1982)	PR	1,42	208	6,8	5,3
Água Vermelha (1978/1979)	MG	1,40	644	11,0	5,2
Serra da Mesa (1998/1999)	GO	1,28	1.784	54,4	43,3
Outras		44,59	25.749		
Total		**96,93**	**41.241**		

Fonte: MME.

Eólica

O programa precursor no fomento à energia eólica foi o Proeólica, mas a consolidação da produção veio com o Proinfa e sobretudo com os leilões. A geração a partir dos ventos pode ser considerada um caso de sucesso, pois ultrapassou a energia nuclear, em 2015. Desde a criação do Proinfa, em 2003, a capacidade instalada de geração eólica aumentou de 20 MW para 10.124 MW, em 2016, com potencial de expansão correspondendo a 145 GW. O PDE-2026 estima que em dez anos a capacidade instalada de energia eólica será de 28 GW.

TABELA 28
Evolução da capacidade instalada e da geração de energia eólica (2011-2016)

Ano	Capacidade instalada eólica (MW)	Capacidade instalada total (MW)	(%)	Geração eólica (GWh)	Geração total (GWh)	(%)
2011	1.426	117.136	1,22	2.705	531.758	0,51
2012	1.894	120.974	1,57	5.050	552.498	0,91
2013	2.202	126.743	1,74	6.578	570.835	1,15
2014	4.888	133.913	3,65	12.210	590.542	2,07
2015	7.630	140.272	5,44	21.626	581.486	3,72
2016	10.124	150.338	6,73	33.489	578.898	5,78

Fontes: ANEEL e Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2017 da EPE.

A produção de eletricidade a partir da fonte eólica deu saltos de maior destaque a partir de 2014, com 12.210 GWh, expansão de 85%, em relação ao ano anterior. Em 2015 e 2016, o ritmo permaneceu acelerado com 77% e 55% de crescimento, respectivamente. A capacidade instalada de 4.888 MW, em 2014, passou para 7.630 MW, em 2015 e 10.124 MW, em 2016, aumento de 122%, 56% e 33%, respectivamente, de acordo com BIG/ANEEL. Outro saldo positivo foi com relação à participação da energia eólica na capacidade instalada total e na geração total de 6,73% e 5,78%, respectivamente, para o ano de 2016.

De acordo com a Abeeólica, a capacidade instalada teria alcançado 14 GW em setembro de 2018, com 568 parques eólicos e cerca de sete mil aerogeradores em doze estados do país. A fonte eólica deverá ultrapassar a geração de biomassa em 2020, devido às taxas de crescimento superiores a 20% a.a. Os investimentos no segmento teriam ultrapassado R$ 30 bilhões, entre 2010 e 2017, conquistando a participação de 8,5% na matriz elétrica. Em 2020, a fatia das eólicas deverá subir para 12%. Para isso, a Abeeólica considera necessária a continuidade dos leilões, pois a suspensão ocorrida em 2016 impactou fortemente a cadeia produtiva em pleno processo de formação.

A produção a partir de fonte eólica no Nordeste tem batido repetidos recordes. Em 19 de agosto de 2018, domingo, teria registrado perto de 100% da geração elétrica instantânea naquela região, acima dos 8 GWh. A EPE classifica o sistema elétrico do NE como diferenciado, merecendo atenção e estudos de modelagem a partir de projeto-piloto e prototipagem, com objetivo de tornar o Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) mais flexível à inserção de energia renovável, intermitente mas despachável. Como amplamente conhecido, o regime de geração de energia eólica é complementar à hidroeletricidade, devido à sazonalidade. Quando predomina o período de estiagem das chuvas, aumentam os fluxos de vento, situação especialmente potencializada nas condições da região NE.

Diferentemente da maior parte dos países que adotaram a tarifa *feed-in* para remunerar os produtores de energia eólica, o estado brasileiro preferiu os leilões para ter maior controle na programação de implantação do sistema alternativo. A partir de dezembro de 2009, a participação da energia eólica na matriz energética passou a ser mais expressiva, devido à contratação em leilão de cerca de 1.800 MW de energia de reserva naquele ano. Entre 2009 e 2015, as contratações chegaram a 14.626 MW em EE para fonte eólica, no ACL, ao custo médio de R$ 189/MWh. Em 2009, o segundo LER contratou a R$ 220/MWh. Em 2011, o quarto LER pagou R$ 134,02/MWh. O preço mais baixo foi atingido em 2012, quando o 15º LEN contratou a energia eólica nova por R$ 109,69/MWh.

TABELA 29
Evolução de leilões de energia eólica

Ano	Tipo leilão	Potência (MW)	Preço[1] (R$/MWh)
2009	LER	1.806	220,95
2010	LFA	1.520	193,60
2010	LER	528	177,12
2011	LEN	1.068	134,07
2011	LER	861	134,02
2011	LEN	977	138,76
2012	LEN	282	109,69
2013	LER	1.505	133,26
2013	LEN	868	147,88
2013	LEN	2.338	140,18
2014	LEN	551	147,53
2014	LER	769	159,57
2014	LEN	926	151,69
2015	LFA	90	187,84
2015	LEN	539	187,24
2015	LER	548	205,41
2017[2]	A-4	64	108,00

(Continua)

(Continuação)

Ano	Tipo leilão	Potência (MW)	Preço[1] (R$/MWh)
2017[2]	A-6	1.387	98,58
2018[2]	A-4	114	67,60
2018[2]	A-6	1.265	90,00
Total		**18.006**	

Fonte: EPE (2016f).
Notas: [1] Preço de energia contratada em valores correntes.
[2] ANEEL Resultado dos Leilões (2018).

Desde então, a energia eólica licitada em leilões vinha recuperando gradativamente o valor, chegando a R$ 205/MWh, em 2015 no oitavo LER. Foi quando ocorreu a pausa na contratação por leilões, em 2016. Contudo, as licitações foram retomadas em 2017 e 2018, com preços mais atraentes. O montante de investimentos contratados nos leilões desde 2009 é de cerca de R$ 75 bilhões, para empreendimentos que deverão ser implementados até 2024.

TABELA 30
Doze maiores complexos eólicos contratados em leilão (2009 a 2018)

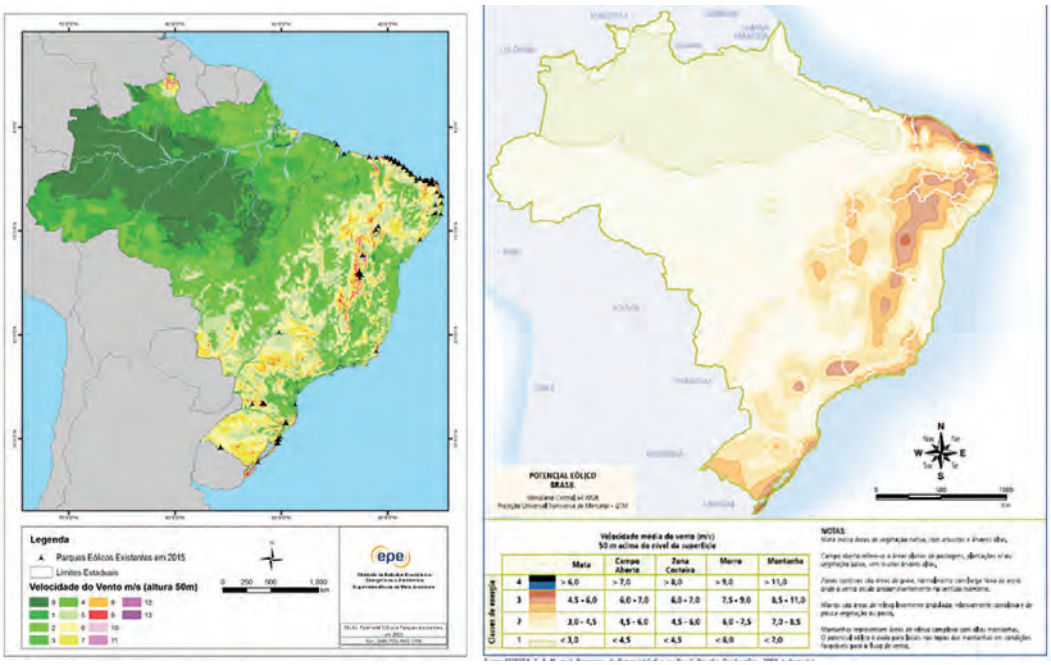
Complexo eólico (ano de entrega)	UF	Capacidade (MW)
Ventos de Santa Angela 1 a 21 (2023)	PI	510
Ventos Santa Joana I a XVI (2015/16)	PI	480
Umburanas 1 a 25 (2018)	BA	463
Verace I até X (2014) 24 a 36 (2016)	RS	440
Ventos de São Januário 1 a 23 (2024)	BA	409
Ventos do Norte 1 até 7 e 13,15,18 (2017/18)	MA	292
Monte Verde 1 a 5 (2024)	RN	253
Asa Branca I até VIII (2013)	RN	240
Ventos de São Clemente 1 a 8 (2017)	PE	220
Serra da Babilônia 2 a 12 (2015)	BA	216
Ventos de São Vicente 8 a 14 (2018)	PI	209
Ventos do Norte 1 até 7 (2017)	MA	202
Subtotal		3.934
Total eólica		18.000
Total geral		**76.939**

Fonte: ANEEL Resultado dos Leilões (2018).

Retomando a sistemática de apuração do potencial de geração elétrica do país, foi possível confirmar que o segmento eólico passa por um período de reavaliação. O potencial eólico estimado pelo Cepel, em 2001, foi de 143,5 GW, ou seja, na ordem de grandeza da capacidade instalada de geração do país atualmente, se consideradas todas as fontes. O Atlas do Potencial Eólico Brasileiro está sendo revisto,

principalmente devido às novas tecnologias que podem expandir a estimativa para 350 GW. Torres da altura de 100 m equipadas com turbinas maiores e plataformas eólicas *offshore* são algumas das inovações abordadas na Seção 5, sobre avanços e tendências tecnológicas.

MAPA 5
Mapas de localização de parques eólicos e potencial eólico (2015)
5A – Parques eólicos 5B – Potencial eólico



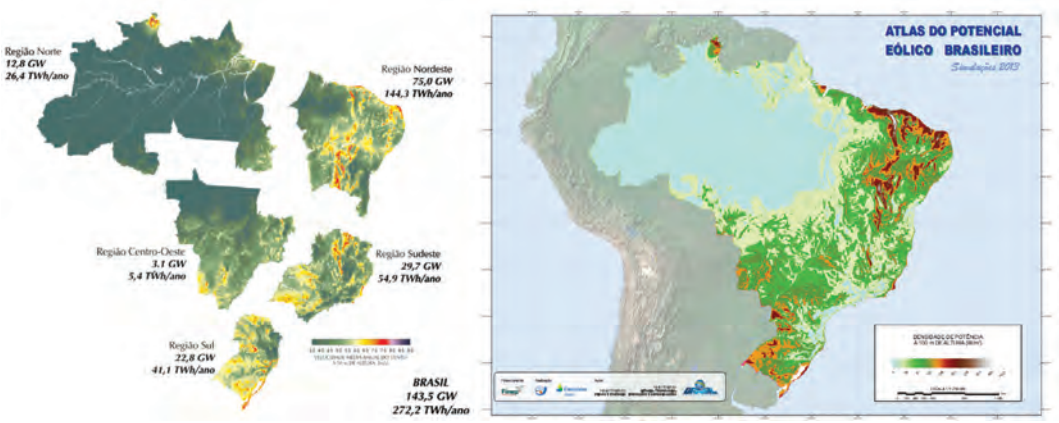
Fontes: EPE (2016f) e Feitosa (2003).

Os 7.500 km de costa são favoráveis à instalação de fazendas de vento *offshore*, sendo que o aproveitamento energético de 40% (fator energético) pode prover 1.200 TWh de eletricidade anualmente. Estimativas feitas pela IEA no cenário de novas políticas consideram que em 2035, o país terá aproximadamente 30 GW de capacidade instalada adicional.

As empresas fabricantes de equipamentos têm expectativa de que o nível de contratação nacional venha a aumentar nos próximos anos, com a retomada dos leilões em 2017. A suspensão dos certames costuma gerar imprevisibilidade, afetando toda a cadeia de produção desenvolvida no Brasil. Com relação ao equilíbrio econômico-financeiro das empresas, o caso mais problemático foi o da companhia argentina Impsa/WPE,

que entrou em falência, mas por motivos diversos. A falta de recebimento pelos serviços prestados foi um deles. A empresa foi contratada para fabricar 300 aerogeradores, mas deixou de receber os recursos pelo fornecimento. A dívida acumulada chegou a ser avaliada em cerca de R$ 3 bilhões, em 2014. Furnas foi a principal estatal contratante, tendo que cancelar os empreendimentos em energia eólica associados à insolvência.

MAPA 6
Estimativas de potencial eólico e geração (2001 e 2013)[1]
6A – 2001 6B – 2013



Fonte: Disponível em: <https://goo.gl/x8LYUi>.
Nota: [1] Atlas do Potencial Elétrico Brasileiro, versões 2001 e 2013, respectivamente.

Quanto a exportar os produtos fabricados internamente, a indústria avalia que seria necessário diminuir custos para aumentar a competitividade. A política interna de conteúdo local para aerogeradores, praticada pelo BNDES, pode auxiliar no fortalecimento da indústria nacional, pois estipula as seguintes regras a partir de 2016: *i*) fabricação nacional das torres, com 60% de materiais forjados localmente; *ii*) produção nacional das pás, com índice mínimo de 60% em peso de matéria-prima local; *iii*) montagem de cubo nacional, com alguns componentes fabricados localmente; e *iv*) montagem de nacele nacional, com doze componentes mínimos produzidos localmente.

Grandes fornecedores de aerogeradores:

- Alstom em Camaçari (BA), capacidade anual para 400 MW;
- Acciona em Simões Filho (BA), capacidade 300 MW;
- Gamesa em Camaçari (BA), capacidade 300 MW;
- GE Wind em Campinas (SP), capacidade anual para 1.000 MW;

- Gerdau, juntamente com a Sumitomo e Japan Steel Works, investem R$ 300 milhões em uma fábrica em Pindamonhangaba (SP);
- Nordex/Acciona em Simões Filho (BA), capacidade 300 MW;
- WEG em Jaguará do Sul (SP), capacidade anual para 200 MW;
- Wobben Windpower (Enercon), Sorocaba (SP), capacidade 500 MW; e
- Vestas em Aquiraz (CE), capacidade anual para 400 MW.

Solar

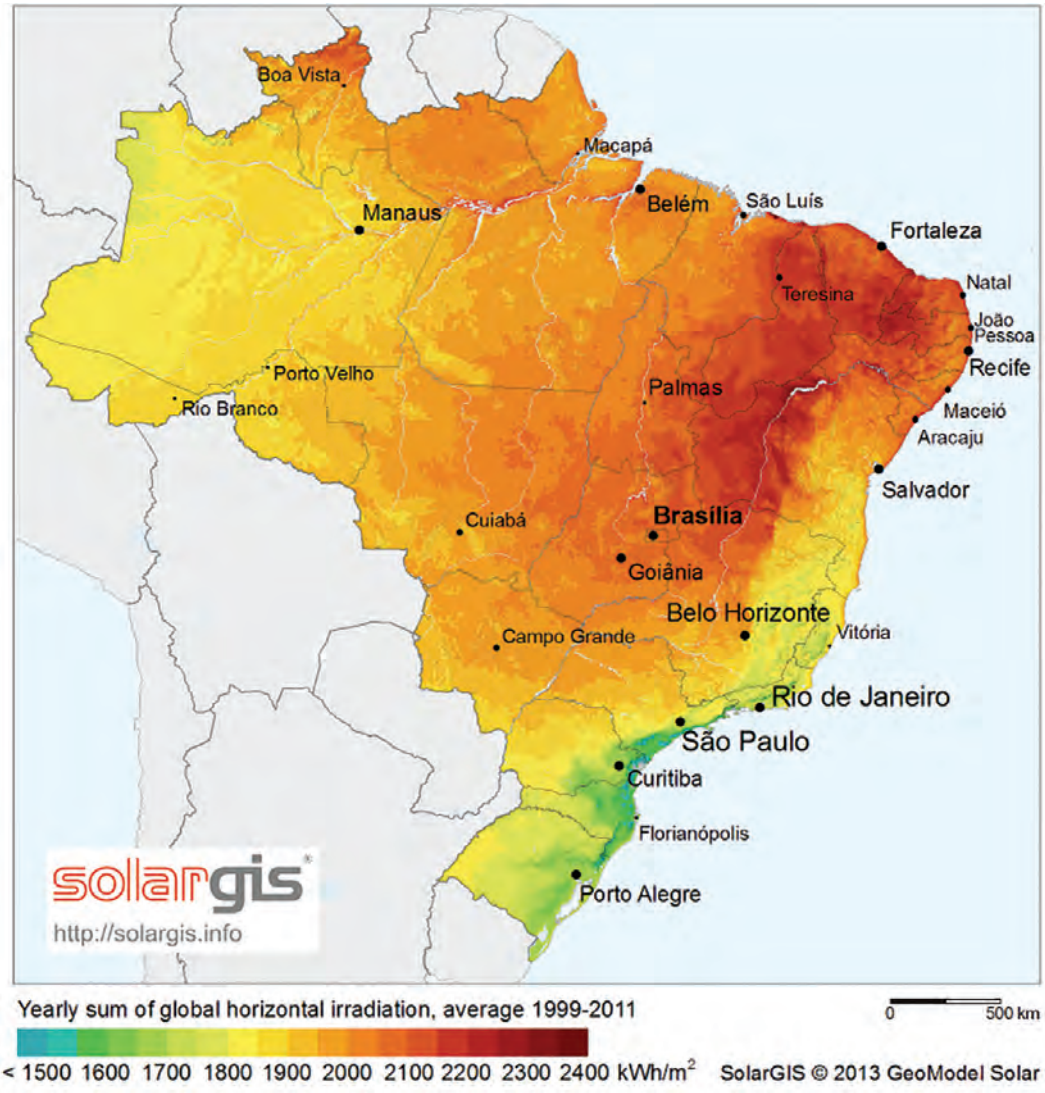
A versão preliminar do PDE-2027 estima que a capacidade instalada de geração elétrica centralizada fotovoltaica será de 9 GW. Aumento expressivo de 1GW a.a., já que o PDE-2026 considerava 7 GW e o PDE-2024 calculava 6 GW. Conforme a evolução das contratações em leilões, observa-se que pelo menos 4 GW estarão disponíveis até 2022.

A estimativa IEA/WEO – 2013 para a capacidade instalada de geração de energia solar é de 2GW, em 2020 e 8GW, em 2035, na maior parte de PFV (painéis) e uma minoria em CSP (concentrada).

A Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (Absolar) mapeou e estimou em 164 GW o potencial técnico de geração distribuída, para energia solar fotovoltaica, no Brasil. A estimativa considera apenas a superfície disponível nos telhados das edificações que poderiam receber coberturas de PFVs. Em 2017, a capacidade instalada da energia solar chegou a 1GW e para o final de 2018, a Absolar faz projeções que dobram a potência para 2 GW, devido à entrada em operação das primeiras usinas solares contratadas em 2014 e 2015.

A EPE, Energia Renovável (2016f), considera que o aproveitamento solar no Brasil na faixa de melhor radiação, entre 6 kWh/m^2 e 6,2 kWh/m^2, apenas para regiões antropizadas, seja de 307 GWp, em centrais fotovoltaicas, com geração de 506 TWh/ano. Cálculos modestos sobre faixa de radiação global horizontal anual em território brasileiro estimam que a variação estaria no intervalo entre 1.500 kWh/m^2 e 2.200 kWh/m^2.

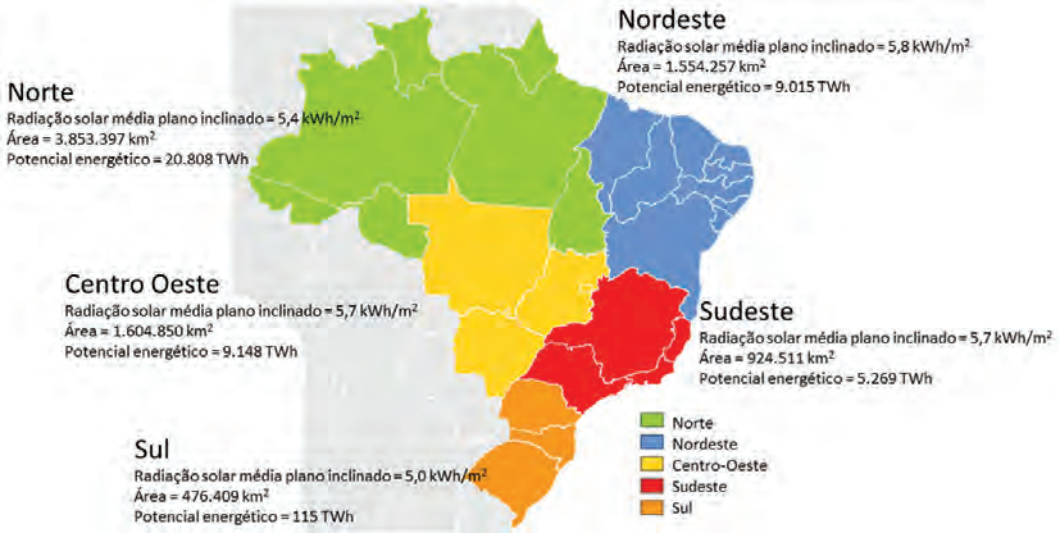
MAPA 7
Irradiação horizontal global – Brasil



Fonte: Disponível em: <https://goo.gl/sMkW8Q>.

Segundo Pereira *et al.* (2006), a média anual de irradiação solar horizontal diária, no Brasil, varia de 4.200 kWh/m² a 6.700 kWh/m². Essa intensidade é bem acima da média anual considerada normalmente, provavelmente, porque a média considera apenas as horas de pico do sistema de medição. A região Nordeste tem maior potencial, seguida de Centro-Oeste, Sudeste, Sul e Norte.

MAPA 8
Potencial de geração de energia solar por região
(Em KWh/m²)



Fontes: Pereira *et al.* (2006).
Obs.: Área do Sul: 576.409,6 km2, 5,0 kWh/m2 = 115 TWh; Sudeste: 924.511,3 km², 5,7 kWh/m2 = 5.269 TWh; Nordeste: 1.554.257,0 km², 5,8 kWh/m2 = 9.015 TWh; Norte: 3.853.397,2 km², 5,4 kWh/m2 = 20.808 TWh; Centro-Oeste: 1.604.850 km², 5,7 kWh/m2 = 9.148 TWh; e total de 44 PWh.

Por sua vez, a geração distribuída, constituída por um conjunto de fontes de energia, coloca a solar fotovoltaica em destaque, conforme analisado no início desta seção. Desde a Resolução Normativa da ANEEL nº 482 de 2012, que estimula a mini e microgeração distribuída, com direito a crédito válido por até sessenta meses, o mercado saltou para cerca de 40 mil usinas, mais de 50 mil conexões de unidades consumidoras. A potência instalada correspondeu a 470 MW, (acesso ao SISGD, em 12/09/2018), sendo cerca de 80% em energia solar fotovoltaica. A resolução da ANEEL de 2016, que aperfeiçoa a Resolução de 2012, permitiu o autoconsumo remoto, estabelecendo que a energia produzida em determinada localidade possa gerar créditos em outro local, desde que o titular da conta seja o mesmo na região da mesma distribuidora.

A primeira usina fotovoltaica de geração centralizada[25] foi inaugurada em 2011, com 1 MWp, no município de Tauá (Ceará). O LEN 2013 habilitou o segmento à participação, mas ainda faltava competitividade com relação às demais renováveis participantes do certame. O LER 2014 foi para a energia fotovoltaica de reserva, o que garantiu a con-

25. Sistemas fotovoltaicos centralizados são constituídos por grandes usinas, enquanto os sistemas descentralizados são instalados em domicílios pelo próprio consumidor (prossumidor ou prosumer) de forma compartilhada ou independente.

tratação de 890 MW. Nos leilões de 2015 extensivo a 2016, houve contratação de mais 1.762 MW, segundo a EPE (2016f). Entre 2017 e 2018 foram mais 1.380 MW, nos leilões A4. Os leilões A6 para energia solar devem ter lugar a partir de 2019. O país somava cerca de cem novos empreendimentos de grande porte e poderia contar com capacidade instalada de 2,6 GW contratada, até o final de 2018. Nos leilões A-4 e A-6, do começo de 2017 e 2018, as renováveis eólica e solar foram os destaques atingindo os preços mais baixos da história. A participação de fundos estrangeiros foi expressiva.

TABELA 31
Leilões de energia solar (2014-2018)

Usina	UF	ANO	TIPO	Pot. (MW)	Preço (R$/MW)
UFV Alex I a X	CE	2018	A4	270	118
UFV São Gonçalo 1 a 22	PI	2017	A4	240	146
UFV Pirapora 5,6,7,9,10	MG	2015	LER	240	299
UFV Ituverava 1,2,3,4,5,6,7	BA	2014	LER	210	215
UFV Nova Olinda 8,9,10,11,12,13,14	PI	2015	LER	210	303
UFV ETESA S.João Piauí I a VI	PI	2018	A4	180	118
UFV Guaimbe 1,2,3,4,5	SP	2014	LER	150	219
UFV Dracena 1,2,3,4	SP	2014	LER	120	219
UFV Apodi I a IV	CE	2014	LER	120	301
UFV Lavras 1 a 5	CE	2018	A4	120	118
UFV Solar das Barreiras 1 a 4	BA	2017	A4	112	145
UFV Caetité I, II, IV, V	BA	2014	LER	100	220
Outros				1.961	
Total				**4.033**	**223**

Fonte: ANEEL Resultado dos Leilões de Geração (2018).

O Plano de Nacionalização Progressiva – Solar, do BNDES, financia a fabricação de insumos para o setor de energia fotovoltaica, definindo etapas de nacionalização progressiva dos componentes, regras de credenciamento e avaliação de conteúdo local. A liberação de recursos é condicionada ao cumprimento de metas. O país conta com cerca de trinta empresas fabricantes de equipamentos, sendo algumas das mais representativas relacionadas a seguir:

- Canadian Solar (Sorocaba-SP) – terceira colocada no ranking mundial, inaugurou a fábrica no Brasil em dez/2016, com capacidade de produção de 360 MW/ano, em associação com a Flex. A empresa pretende chegar a produção anual de um milhão de PFVs/ano. Para isso, a Canadian Solar está associada à francesa EDF (Energies Nouvelles) e prevê investimentos de R$ 2,3 bilhões para construção de megausina de Pirapora no estado de Minas Gerais, a ser implantada em três fases com total 400 MW de potência;

- Pure Energy (Marechal Deodoro – AL) – fábrica inaugurada em mai/2017, com capacidade anual para 310 MW, ou 976 mil PFVs/ano;
- BYD (Campinas – SP) – fábrica inaugurada em abr/2017, com capacidade anual para 250 MW, ou 787 mil PFVs/ano;
- Globo Brasil (Valinhos – SP) – fábrica inaugurada em ago/2015, com capacidade anual para 180 MW, ou 567 mil PFVs/ano;
- S4 Solar (Suape – PE) – fabricante de PFV com capacidade instalada de 200 Mwp/ano;
- Solar Group (Barueri – SP) – fabricante de seguidores (*tracker*), capacidade de produção de 1.600 MWp/ano;
- PLP Brasil (Cajamar – SP) – fabricante de seguidores (*tracker*) capacidade de produção 720 MWp/ano;
- Soltec Energia (Lauro de Freitas – BA) – fabricante de seguidores (*tracker*) capacidade de produção 600 MWp/ano;
- Ingeteam (Campinas – SP) – fabricante de inversores com capacidade para 3.000 MWp/ano;
- GE (Betim – MG) – fabricante de inversores com capacidade para 1.500 MWp/ano;
- Sindustrial/Vacom (Bauru – SP) – fabricante de inversores com capacidade para 1.400 MWp/ano;
- SER Energia (Salvador – BA) – desenvolvedora de projetos, os maiores no Ceará com 600 MW, mais seis projetos licitados com 180 MW e trinta projetos em elaboração, total de 1,4 GW;
- Empresa Brasileira de Energia Solar - Ebes (Campinas – SP); – em conjunto com o fundo americano TGP Art, do Texas Pacific Group, Ecosolar e MOV Investimentos,
- Blue Sol Energia Solar (Ribeirão Preto – SP) – integradora de sistemas fotovoltaicos/instaladores, treinamento e capacitação; e
- Sunew (Belo Horizonte – MG) – desenvolvedora e fabricante da película flexível para painéis fotovoltaicos orgânicos – OPV e árvore solar fotovoltaica no Centro Suíço de Eletrônica e Microssistema (CSEM Brasil).

Existem duas tecnologias básicas de aproveitamento da radiação solar: a térmica e a conversão em EE. Os desafios para ambas as tecnologias são a baixa eficiência energética e os custos da célula solar para escala comercial, assunto para a seção seguinte, que trata de tendências tecnológicas. Quando o equipamento tem rastreabilidade da trajetória solar, o fator de capacidade (FC) passa dos 20% e quando a estrutura é fixa,

o FC fica abaixo de 20%. O material importado corresponde a 75% dos custos, sendo que somente as células de silício custam 54% do total. Para a classe A4, de consumo de energia, as tarifas de energia ficam em R$ 375/MWh, em 2016, R$ 390 /MWh, em 2017 e R$ 430/MWh, em 2018.

Os leilões de 2014 e 2015 diminuíram os riscos dos fabricantes e fornecedores de equipamentos de geração solar, que reavaliam os planos para demanda descentralizada, com revisão de prazo do contrato, preço e custos de conexão para elaboração de novos projetos. Uma forma alternativa de gerar energia solar é instalando placas flutuantes nos reservatórios de UHEs, implicando em melhor equilíbrio de temperatura e desempenho. Os investimentos da Chesf e Eletronorte podem chegar a R$ 100 milhões. O excedente de energia pode ser vendido no mercado livre de energia, com remuneração mais atrativa para os vendedores.

4.4.4 Não renováveis

As energias não renováveis englobam todos os recursos energéticos finitos que não podem ser regenerados pela natureza em curto espaço de tempo. Os insumos naturais escassos do planeta podem ser classificados em fósseis (carvão, gás natural, petróleo) e minerais (elementos químicos urânio, o plutônio e o tório). Alguns dos planos e programas que formam os instrumentos da política de energias não renováveis foram detalhados abaixo segundo a ordem cronológica de criação, apresentada no quadro 3.

Os primeiros passos para a instituição do programa nuclear brasileiro datam de 1947, quando o representante brasileiro nas Nações Unidas para Energia Atômica enviou documento com a proposta. Antes disso, em 1940, foi estabelecido o acordo nuclear Brasil-Estados Unidos para prospecção de recursos minerais radioativos. Em 1961, foi celebrado o acordo de cooperação entre o Brasil e a Euratom. O Primeiro Programa Nacional de Desenvolvimento estabeleceu metas para o Programa Nacional de Energia Nuclear (PNEN) de 1972 a 1974, FGV (2014).

O Programa Prioritário de Termelétricas (PPT) – implantado em 1999, incentivava o aumento da capacidade ofertada, trazendo nova perspectiva para a utilização do gás natural. Inúmeros reveses fizeram com que o racionamento de EE fosse necessário em 2001. Em 2008, ocorreu um período de escassez do gás que abastece as usinas, com 45% do volume sendo importado.

O Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural (Prominp) criado pelo Decreto nº 4.925/2003, serviu para implementar a Política de Conteúdo Local (PCL) do setor de petróleo e gás natural, ampliar a participação da indústria nacional no fornecimento de bens e serviços e gerar emprego e renda no país.

Longe de ser um mecanismo criado nacionalmente, a PCL é parte da política industrial de muitos países, tendo sido introduzida primeiramente na década de 1970 no mar do Norte. A PCL constitui-se de dois princípios básicos: *i*) da cadeia reversa ou para trás (*backward link*) – ofertar insumos para a economia local via transferência de tecnologia, agregar valor nos setores domésticos da cadeia produtiva, gerar empregos; e *ii*) da cadeia avançada ou para frente (*forward link*) – maximizar o processamento dos subprodutos derivados antes de realizar a exportação, construir refinarias, produzir fertilizantes, incentivar a indústria petroquímica e, inclusive, a naval (Banco Mundial – BIRD, 2013).

O monitoramento da PCL é instrumento essencial para mensurar os impactos, avaliar o atingimento dos objetivos e validar a política. O estudo do BIRD (2013) apresenta algumas das lições apreendidas de alguns países no setor de óleo e gás (O&G). Todas as experiências merecem destaque, pois revelam elementos críticos e decisivos no processo de nacionalização que vão muito além de uma taxa de câmbio favorável, como segue.

1) Angola – trinta anos de PCL: *i*) os mais altos níveis de treinamento técnico são ainda insuficientes; *ii*) a avaliação é prejudicada, por falta de transparência e publicidade de dados que permitam estimar os indicadores de empregabilidade dos nativos; *iii*) alguma diversificação na produção de petróleo foi alcançada, principalmente pelo esforço da empresa estatal petrolífera, mas os indicativos de repercussão favorável em cascata estão indisponíveis.
2) Brasil – regramento e estruturação rígidos, repercutindo em: *i*) aumento da empregabilidade local; *ii*) favorecimento da construção naval; *iii*) grande dependência dos planos de desenvolvimento da Petrobras; *iv*) apoio regulatório para ingresso de investimento e comercialização; *v*) estabelecimento de metas para produtos e serviços de origem doméstica; *vi*) aumento de competitividade da indústria nacional, incentivado pelo ingresso de investimentos de fornecedores externos; *vii*) ineficiências e gargalos exacerbados por metas ambiciosas.
3) Indonésia – *i*) estrutura regulatória assertiva, visando criar oportunidade de desenvolvimento humano e industrial diversificado, tanto para fornecimento de insumos como para utilização de produtos de petróleo; *ii*) conjunto complexo de

licenças e permissões de negócios, metas de empregabilidade, limitações licitatórias, regulação de empresas e investimentos; *iii*) participação direta do estado na cadeia produtiva, com bastante flexibilidade, desde a década de 1970; *iv*) menor efetividade no efeito gerador de repercussão, com empresas menores operando com tecnologias locais e sem chance para alçar o mercado internacional; *v*) ambiente regulatório complexo contribui para obstrução da fluidez de processamento do mercado, eficiência e sustentabilidade da produção local e capacitação tecnológica.

4) Cazaquistão – *i*) processos de certificação e metodologia unificada permitem aperfeiçoamento de indicadores gerais; *ii*) PCL estende-se para além da primeira fronteira (*first tier*) de contratados, até os subcontratados, acionando ligações econômicas diretas e indiretas; *iii*) conteúdo local permanece relativamente baixo para mercadorias, em torno de 12%, enquanto para construção era de 58% e para serviços, de 68%, em 2011; *iv*) algumas áreas de *expertise* identificadas, relacionadas à segurança, aos aspectos legais de permissões e às licenças, ao gerenciamento de resíduos industriais e transportes; *v*) bom índice de conteúdo local na produção de mercadorias menos intensivas em capital e tecnologias; *vi*) a empresa KazMunaiGaz é considerada crucial na implementação da PCL, especialmente na estruturação da oferta; *vii*) apesar dos avanços, a indústria local continua tendo dificuldades de incorporar novos quesitos de conteúdos, como demandas de usuários subsuperfície, insuficiência de trabalhadores qualificados, investimentos diretos aquém do necessário e baixa capacitação tecnológica; *viii*) faltam avaliações da PCL.

5) Malásia – o marco do petróleo, de 1974, concede à empresa Petronas direitos exclusivos sobre o recurso, traduzindo-se em obrigações contratuais negociadas para participação de outras companhias. Os investimentos na PCL estão concentrados em: *i*) criar força de trabalho capacitada; *ii*) desenvolver tecnologia; *iii*) dar suporte à indústria local. Avaliações sobre a PCL são indisponíveis.

6) Trinidad e Tobago – PCL de 2004 programada para maximização de controle, propriedade e atividade financeira; com preferência para mercadorias nacionais, quando essas forem comparáveis às estrangeiras; e estabelecimento de metas. O setor privado fica encarregado da implementação de medidas. Sem estatísticas disponíveis para análise de resultados.

A PCL nacional deixou um alerta para o que poderia ser considerado um gargalo na produção com "metas ambiciosas de conteúdo local". A Petrobras vivenciou na prática as consequências desta política, com as distorções e ineficiências do mercado. Sendo assim, a política de conteúdo local na cadeia produtiva do petróleo e gás natural esteve em cheque e vem passando por reformulação. Os resultados de uma década permitiram deduzir que o regime implicou diminuição da concorrência e prejudicou o desempenho econômico da estatal.

O ano de 2017 caracterizou-se pela mudança, que trouxe novos elementos para o cenário estratégico do setor. A política da Petrobras passou a ser de desinvestimento, com o objetivo de reduzir passivos, que alcançaram cerca de R$ 500 bilhões de dívida bruta (US$ 127,5 bilhões), no 3º trimestre de 2015. A dívida líquida foi de aproximadamente R$ 400 bilhões e os prejuízos de cerca de R$ 4 bilhões, naquele ano. A venda de ativos e a redução de aquisição de novos campos somou-se à redução das alíquotas de royalties e ao aumento das desonerações para novos investimentos, até 2040.

O atual plano de negócios tem surtido efeito, com projeção de dívida líquida de R$ 70 bilhões, para 2018. Contudo, a indústria nacional tem se mostrado contrária aos novos percentuais de conteúdo local, argumentando que provocará aumento de demissões. Não obstante, a necessidade de mudança foi mais forte depois que os sobrepreços da indústria nacional chegaram a 40% em alguns insumos, o que levou aos pedidos de anistia das petroleiras (*waiver*). O legado deixado pela antiga política é extenso, mas pode ser avaliado pelo montante de R$ 500 milhões em multas a receber, todas relacionadas às desobediências da PCL.

A mudança de conteúdo local, considerada radical pela indústria, estabelece novos índices de nacionalização: *i)* no mar, o índice de 25% para a fase de construção dos poços e 18% na fase de exploração; *ii)* para coleta e escoamento, o índice indicado é de 40%; *iii)* para construção de plataformas de 25%, sendo que anteriormente era de 60%; e *iv)* nos poços em terra, os índices serão de 50%. As regras de conteúdo local para a 14ª rodada de leilões, em 2017, incluíram índices de 18% para exploração e 40% para escoamento e produção. Portanto, menores que na 13ª rodada, em 2015, quando os índices variaram entre 37% e 51% na exploração e entre 55% e 63% no desenvolvimento.

A nova PCL somada à expectativa de desoneração fiscal, com a prorrogação e expansão do Repetro, impactou de forma positiva a 14ª rodada, que atingiu a marca de maior bônus de assinatura e de maior ágio, com R$ 3,8 bilhões e 1.556%, respectivamente, dados da ANP. Em 2017, os preços internacionais do petróleo aumentaram cerca de 20% e, em 2018, mais 30%, o que tem determinado o aumento gradativo da arrecadação pública com os *royalties* e participações especiais. O incremento na taxa de câmbio concorre com o movimento de valorização da *commodity*.

Com relação ao objetivo último da PCL, qual seja, gerar empregos, observa-se que os números do setor poderiam ser mais expressivos ou, no mínimo, mais estáveis. Pelas estimativas da FGV (2018b), a indústria de produção, extração e refino de O&G, no Brasil, empregava 40 mil pessoas em 2000 e atingiu o pico de

empregabilidade entre 2012 e 2014, com 98 mil trabalhadores. A trajetória começou a declinar, em 2015, com 92 mil pessoas empregadas diretamente, sem contar terceirizados. Somente a Petrobras, empregou o máximo de 86 mil trabalhadores, em 2013, com terceirizados em obras, montagem e operação passando de 400 mil, entre 2011 e 2013. O total de empregos indiretos no segmento de extração e refino chegou ao ponto máximo entre 2011 e 2012, com 987 mil empregados. Os empregos diretos no comércio atacadista e varejista de combustíveis, lubrificantes e GLP passaram de 507 mil, no auge de 2014. A estimativa total do segmento de extração, refino e comércio teria alcançado 1.379 mil empregos, diretos e indiretos, em 2013.[26]

Continuando a relação de instrumentos da política de energia não renovável, no quadro 3, faz-se breve menção ao Plano de Antecipação da Produção de Gás – Plangás, elaborado a partir de 2006 pela Petrobras com o objetivo de garantir o abastecimento de gás natural no país. O plano era composto de carteira de projetos envolvendo exploração e produção, processamento e transporte de gás natural, principalmente na região Sudeste, com horizonte de planejamento entre 2008 e 2010.

Outros programas mais recentes do setor estão bastante relacionados ao aproveitamento e à eficiência energética na utilização dos combustíveis fósseis como é o caso do Programa de Ajuste e Redução da Queima de Gás Natural, criado em 2010 e implementado ou coordenado pela ANP. Em 2013, o programa apresentou seu melhor resultado, com índice de utilização de 95,4% do gás produzido e menor volume de queima. A Portaria ANP nº 249/2000 estabelece os limites permitidos de queima.

O Programa de Aumento da Eficiência Operacional (Proef) foi criado pela Petrobras em 2012, para minimização das perdas de eficiência energética dos sistemas recentes e melhoria dos níveis de eficiência operacional dos sistemas de produção mais antigos da bacia de Campos.

O Programa de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário (Pemat), horizonte 2013-2022, elaborado pela EPE, visa expandir a malha do sistema integrado de gasodutos, com 8.583 km, apresentando várias alternativas de projetos em diversos estados. O programa contempla mais 661 km de rede isolada, composta por Manaus-Coari-Urucu, Lateral Cuiabá e Uruguaiana-Porto Alegre.

26. FGV, a partir de dados do Sistema de Contas Nacionais (SCN), da Pesquisa Anual do Comércio do IBGE e de Guilhoto (2013).

O Programa de Estímulo à Competitividade da Cadeia Produtiva, ao Desenvolvimento e ao Aprimoramento de Fornecedores do Setor de Petróleo e Gás Natural (Pedefor) instituído pelo Decreto nº 8.637, de 15 de janeiro de 2016, é parte da política industrial promovida pelo Ministério da Indústria Comércio Exterior e Serviços (MDIC). O Pedefor busca: *i)* reconhecer legalmente e valorizar inciativas que contribuam para elevação da competitividade dos fornecedores do setor de exploração e produção de O&G; *ii)* estimular a engenharia nacional; *iii)* promover a inovação tecnológica em segmentos estratégicos; *iv)* ampliar a cadeia de fornecedores de bens, serviços e sistemas produzidos no Brasil; *v)* ampliar o nível de conteúdo local dos fornecedores instalados; e, *vi)* estimular a criação de empresas de base tecnológica.

Outro resultado dessa parceria entre a política industrial e a política de eficiência energética é o Programa de Incentivo à Inovação Tecnológica e Adensamento da Cadeia Produtiva de Veículos Automotores (Inovar-Auto), do MDIC. O programa tratava do regime especial automotivo criado pela Lei nº 12.715/2012, com validade até 2017, que teve por objetivo aumentar a competitividade no setor automotivo, investindo no desenvolvimento de veículos energeticamente eficientes, atingindo indicadores de meta de 17,26 km/l de gasolina e 11,96 km/litro de etanol. A partir de 2017, os veículos que consumissem 15,46% menos teriam direito a abatimento de 1% de IPI, enquanto àqueles com abatimento de 18,84% teriam direito a 2% menos de IPI.

O Programa Gás para Crescer, lançado pelo MME em 2016, visa à adequação das normas e atividades do setor de gás natural para formação de mercado competitivo, focando no melhor aproveitamento do recurso energético. Diante do quadro de desinvestimento e redução de participação da Petrobras, o governo lançou o programa na expectativa de estudar e elaborar propostas para manter o funcionamento e diversificar os agentes operadores do segmento.

Em 2015, o país produziu 96,2 milhões de m^3/dia de gás natural, dos quais somente 52,2 milhões foram ofertados ao mercado, enquanto o consumo interno era de 98,6 milhões de m^3/dia. O potencial de expansão é evidenciado pelo volume de gás importado, correspondente a pouco mais de 50%, sendo proveniente principalmente da Bolívia (30%) e dos Estados Unidos, em GNL (20%). Os principais demandantes são as indústrias (43%) e as usinas termelétricas (47%).

Toda essa movimentação no segmento é compreensível uma vez que, passados oito anos da edição da Lei do Gás de 2009, o quadro permanece estacionário, com temas essenciais pendentes de discussão, como desverticalização, harmonização entre

regulamentações estaduais e acesso às infraestruturas. Entre 2013 e 2015, a produção aumentou em 25%, tornando-se essencial para geração de EE, que consumiu 47 milhões de m^3/dia, em 2014. A Petrobras produz 80% e oferta 90% do gás natural, controla unidades de processamento de gás natural (UPGN) e os terminais de GNL, além de participar de 20 das 27 distribuidoras de gás em âmbito estadual. A subsidiária TransPetro opera 70% da rede de gasodutos e 95% dos serviços de transporte.

A seguir, tem-se uma síntese dos pontos em debate no Programa Gás para Crescer, esclarecendo alguns pormenores.

1) Desconcentração de mercado – necessidade de incentivar a competição da comercialização na compra do atacado, pois há dominância por oligopsônio de cinco agentes proprietários de 27 distribuidoras.
2) Desverticalização do setor - produção, processamento (UPGNs), transporte (gasodutos) e distribuição devem ser desvinculados e privatizados quando necessário, para que esses serviços sejam ofertados com isonomia aos demais interessados.
3) Estímulo ao mercado de curto prazo e secundário – mitigação de riscos de abastecimento com possibilidade de assegurar a contratação, tanto para produtores como para consumidores.
4) Tarifação por entradas e saídas – atenuação dos inconvenientes da tarifação por distância (caso a caso) e postal (independe da distância), aumentando a transparência, a racionalidade tributária e refletindo custos reais.
5) Compartilhamento de infraestrutura – banimento de barreira à entrada de novos agentes, dando garantia de acesso às instalações processadoras, regaseificadoras e dutoviárias.
6) Compatibilização de regulações estaduais e federal – para minimização de incertezas jurídicas e incremento dos custos de transação.
7) Incentivo ao desenvolvimento da demanda por gás natural – transparência nos custos, aumento da capilaridade na distribuição e ampliação do mercado secundário.
8) Harmonização entre o setor elétrico e de gás natural – acionamento das térmicas a gás extremamente dependente de regime hidrológico, resultando em incertezas no planejamento dos investidores. Algo semelhante ocorre com relação às energias alternativas, acarretando exigências imediatas de disponibilidade de gás para o período de contratação.
9) Gestão independente e integrada - contemplando todos os elos da cadeia produtiva para planejamento, operação, instituição de outorga e sinalização de preços mais atraente para expansão de produção.

10) Política de comercialização de gás natural da parcela da União nos contratos de partilha – implementação de modelo em duas fases, sendo a primeira de transição com duração de trinta meses para, posteriormente, dependendo da linha de aprendizagem, o redesenho da segunda fase de mais longo prazo.

11) Desafios tributários – adaptação necessária às especificidades do gás, como fungibilidade, continuidade e permanência no fluxo.

12) Apoio às negociações para fornecimento do gás boliviano e importação flexível de GNL – necessidade de revisão de oferta firme, dada a saída da Petrobras, exigindo maior atenção com monitoramento das reservas dos países exportadores.

Resumindo, a lei do gás tem se mostrado insuficiente para incentivar a entrada de novos operadores e expandir a infraestrutura de gasodutos. O Programa Gás para Crescer, criado com o intuito de apresentar alternativas para solucionar as questões pendentes, tem promovido discussões entre os interessados no segmento a respeito de:

- flexibilização no regime de concessão dos gasodutos estruturais, para autorização, em ramais de interesse específico de grupos de consumidores;
- pulverização dos investimentos privados para expansão acelerada da infraestrutura;
- uniformização das alíquotas de Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) para as operações interestaduais e para as importações;
- criação de operador independente para o sistema, em decorrência da desverticalização do comando da Petrobras;
- desconcentração do segmento, com inibição de participação cruzada das empresas e separação de funcionalidade para os operadores do sistema;
- liberalização do acesso, para os demais operadores, aos componentes e elementos estruturais de processamento e transporte; e
- especificação e discriminação de tipos de tarifas compatíveis com a utilização das instalações de redes privadas de autoprodutores e concessionárias públicas de serviços de distribuição de gás, assim como, das instalações dos demais componentes do sistema.

O programa está em fase de estruturação conjunta com os interessados, avançando em ritmo bastante moderado, com a cautela que favorece acertos e, provavelmente, aguardando uma retomada de crescimento da economia.

O programa Combustível Brasil (Petrobras), lançado em 2017, defende a expansão da produção de gás, gasolina e diesel a partir do petróleo. Também em fase de articulação,

analisa as instalações portuárias para o abastecimento, aperfeiçoa as medidas regulatórias, monitora a movimentação e comercialização dos combustíveis. Os preços diferenciados do GLP e a incidência de bitributação nas UPGN também são objetos de exame.

O Programa Rota 2030 do MDIC, também lançado em 2017, substituto do Programa Inovar-Auto a partir de 2018, orienta a indústria automobilística com metas de desempenho e aumento de eficiência veicular, considerando descontos progressivos de IPI. O Rota-2030 trabalha a redução da taxação para os veículos elétricos e promove o desenvolvimento de veículos híbridos duas vezes mais eficientes que os veículos a combustão interna. Metas de emissões de gases do efeito estufa foram criadas e individualizadas por montadoras.

O programa Inovar-Auto foi sentenciado pela Organização Mundial do Comércio (OMC) por violações às regras de comércio internacional. A favor da decisão da OMC está o fato de que a política de conteúdo local se mostrou insustentável tanto legalmente quanto sob o ponto de vista técnico-econômico. Atualmente, a cadeia produtiva de autopeças espera contar com a criação de um programa de refinanciamento de dívidas, após o longo período de recessão da economia. Montadoras estrangeiras interessadas em ingressar no país também fizeram críticas com relação ao modelo de cotas para entrada de veículos.

Por sua vez, os gestores do programa apresentam resultados positivos ao longo de três ciclos de desenvolvimento, como a ampliação do parque de montadoras e fabricantes de autopeças. Benefícios fiscais às indústrias com crédito presumido de IPI, com alíquota de até 30%, conforme o índice de nacionalização, trouxeram como resultado o aumento do número de montadoras, capacidade instalada de 5 milhões de veículos/ano e investimentos de P&D em engenharia. O programa apresentou 55 habilitações de 23 fabricantes, quinze importadores e dezessete projetos de investimentos, em 2017.

Apesar disso, a reformulação de incentivos, devido às limitações fiscais na atual conjuntura, está em andamento. A Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores (Anfavea) defende a cobrança de impostos pelo nível de emissões e do consumo dos carros, desconsiderando a cilindrada do motor. O novo regime foca na eficiência energética dos veículos, mas as montadoras sinalizam que esses critérios beneficiam veículos mais caros, com tecnologias mais avançadas, prejudicando a faixa de baixa cilindrada mais acessível à população com menor poder aquisitivo.

Petróleo

Em 1995, a Emenda Constitucional nº 9 alterou o art. 177º da Constituição Federal de 1988 (CF/1988), permitindo à União a concessão das atividades relacionadas ao petróleo, que antes eram monopólio. A descoberta de petróleo *offshore*, anunciada no decorrer das últimas três décadas, levou o Brasil a liderar a tecnologia de exploração em águas profundas. A partir de 2006, o pré-sal trouxe um desafio ainda maior, com custos proporcionais à complexidade da operação de extração do mineral. Porém, passados doze anos, a produção ganhou escala, os custos baixaram e o preço internacional do petróleo mostrou vigor, fatos que favorecem a reabilitação de toda a cadeia produtiva após três anos difíceis.

Conforme a IEA/WEO 2013, em 2016, as reservas brasileiras de petróleo provadas eram estimadas em 12,7 bilhões de barris. Em 2012, eram de 18,2 bilhões de barris equivalentes (óleo = 15,3 bilhões boe e gás natural = 2,9 bilhões boe). A maior parte das reservas está em águas profundas, correspondendo a 90%. A divulgação sobre a existência de petróleo na camada pré-sal, ocorrida em 2006, trouxe consigo a confirmação de um óleo de qualidade leve, com grande quantidade de gás dissolvido, corroborando a confiança de que a autossuficiência seria iminente. A IEA, no cenário de novas políticas, prevê o incremento gradativo na produção de petróleo, partindo de 2,2 milhões de barris/dia, em 2012; para 4,1 milhões de barris/dia, em 2020; e 6 milhões de barris/dia, em 2035.

O serviço geológico americano, United States Geological Survey (USGS), estimou que o recurso mineral recuperável em território brasileiro pode ser de 120 bilhões de barris, sendo 14% de reservas provadas, segundo avaliação publicada em 2012. Até aquela data, a exploração de petróleo teria sido pouco maior que 14 bilhões de barris. O correspondente de gás natural foi estimado em 12 trilhões de m^3, sendo mais de 50% na bacia de Santos.

Pelo PNE 2030, as reservas provadas de petróleo foram estimadas em 11,77 bilhões de barris, em 2005 e 19,45 bilhões de barris, em 2030, sem inclusão de líquidos de gás natural. Em 2017, as reservas corresponderam a 12,8 bilhões de barris para petróleo, enquanto para gás natural foram de 0,38 trilhões de m^3, dados do Anuário ANP 2018. De acordo com a EPE, a produção de petróleo cresceu 11%, para 120,3 milhões de tep (2,34 milhões barris/dia) em 2014, em relação a 2013, o melhor crescimento dos últimos anos.

De fato, os números de 2014 foram extraordinários e justificam-se pela variação dos preços do petróleo três anos antes, entre 2011 e 2013, média de US$ 110/barril (Brent) e US$ 96/barril (WTI). Logo, contribuíram para o aumento na produção, a explotação a partir de 9.021 poços, sendo 841 marítimos e 8.180 terrestres. Quatro novas plataformas, duas na bacia de Campos do pós-sal: FPSO P-58 "Parque das Baleias", FPSO P-62 no Campo de Roncador e duas na bacia de Santos pré-sal, FPSO "Cidade de Mangaratiba" no campo de Lula e FPSO "Cidade de Ilha Bela" no campo de Sapinhoá, no pré-sal da bacia de Santos iniciaram o funcionamento. Mais 82 novos poços entraram em operação, sendo 57 produtores de petróleo e 25 injetores de gás.

Por conseguinte, a produção de petróleo e líquido de gás natural (GNL) chegou a 136 milhões de m^3, em 2014. Desse total, a produção de gás natural chegou a 87 milhões de m^3/dia, mais de 55% foram disponibilizados no mercado interno. Porém, o país ainda precisou importar cerca de 33 milhões de m^3 da Bolívia. A produção permitiu um leve *superávit* na balança comercial do petróleo, com exportações superando importações. O mesmo tendo ocorrido durante os anos de 2006, 2008, 2009, 2010 e 2011, segundo o Boletim de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural – Ano 2014, 2ª edição em 2014.

Em 2015, houve crescimento da produção de petróleo para 2,5 milhões de barris/dia, mas no cômputo geral houve retração da oferta interna de petróleo e derivados de 7,2%, para 111,6 milhões de tep, em consequência da queda de 3,8% do PIB. A redução no consumo de petróleo e derivados foi de 4,2%. Em dezembro de 2016, a produção alcançou 2,6 milhões de barris/dia. A produção média de 2017 foi de 2,7 milhões de bbl/dia, enquanto as previsões para 2021 são de 3,4 milhões barris de óleo equivalente dia. A produtividade nos campos pré-sal tem aumentado de 15 mil barris diários por poço para 25 mil barris diários por poço (chegando a 40 mil em casos excepcionais). O Plano de Negócios e Gestão da Petrobras 2017-2021 prevê investimentos de US$ 74 bilhões, sendo mais de 80% em exploração e produção com ênfase no pré-sal.

A complexidade que caracteriza o setor de energia, experimentada na análise do segmento elétrico, também se reproduz na divisão de O&G, porém, em menor grau. O setor é pragmaticamente planejado, com nuances que exigem conhecimento, habilidade e profissionalismo dos aventureiros que desejem fazer parte da exploração, desenvolvimento e produção. Para começar, é preciso compreender que há três modelos de licitação coexistentes.

1) Regime de concessão comum – rodadas de licitação na modalidade leilão, sem obrigação de participação estatal para campos exploratórios:
    - retorno país com participação especial variável e royalties de 10%, com redução para áreas de risco, mais tributos;

- risco exploratório variando de médio a alto, com concessionários assumindo investimentos de exploração e produção;
- vencedor definido pelo bônus de assinatura ofertado pela empresa, percentual de conteúdo local flexibilizado e programa exploratório mínimo;[27]
- descoberta comercial implica pagamento em espécie de tributos, participações e ocupação de área, por parte do concessionário;
- retorno empresa efetuadas as obrigações, o recurso mineral remanescente é propriedade do concessionário; e
- regime aplicável a todas as bacias sedimentares, como Marlim, Roncador, Lula e Jubarte, com exceção do pré-sal e áreas estratégicas.

2) Regime de cessão onerosa – Lei nº 12.276/2010 estabeleceu exclusividade para Petrobras, em contrapartida pela capitalização governamental:
   - contratação direta, na área de pré-sal, com reserva ou transferência de direito a 5 bilhões de barris;
   - Petrobras assume custos de contratação direta e riscos de produção em blocos como Franco (Búzios), Florim, Nordeste e sul de Tupi, sul de Guará, entorno de Iara e Peroba;
   - valor de direito de produção negociado entre União e Petrobras, com base em laudos técnicos emitidos por certificadoras independentes; e
   - duração do contrato de quarenta anos, prorrogável por mais cinco anos, com volumes excedentes estimados entre 10 bilhões e 15 bilhões de barris.
3) Regime de partilha para os campos pré-sal – primeiramente, definido pela Lei nº 12.351/2010, com 30% de participação compulsória para Petrobras e empresa contratada recebendo parte da produção. Modificado, posteriormente, pela Lei nº 13.365/2016, dispensando a atuação obrigatória da empresa estatal:
   - retorno país com royalties de 15%, lucro em óleo (parcela do país), menos tributo;
   - baixo risco exploratório na área de pré-sal e em áreas estratégicas, como Libra na bacia de Santos;
   - riscos inerentes às atividades de exploração e produção sendo assumidos pelo contratado;

27. Os Programas Exploratórios Mínimos, parte da proposta das empresas interessadas na exploração do petróleo, assim como, os percentuais em óleo a serem repassados para a União constituem elementos significativos, em termos de produção de conhecimento, aquisição de bens e contratação de serviços, que caracterizam o desenvolvimento econômico setorial.

- critério para definir o vencedor da licitação sendo o percentual de excedente em óleo-lucro produzido, com bônus de assinatura definido em edital;
- áreas economicamente inviáveis, sem direito à indenização da União; e
- retorno empresa havendo descoberta comercial, o ressarcimento ocorre por volume de produção correspondente a despesas na exploração (óleo-custo), incluindo volumes de produção correspondentes aos royalties devidos e óleo-lucro.

MAPA 9
Bacias de hidrocarbonetos – Brasil



Fontes: IEA (2013d).
Obs.: Figura cujos leiaute e textos não puderam ser padronizados e revisados em virtude das condições técnicas dos originais (nota do Editorial).

Até o final de 2015, a ANP contabilizava contratos em 790 áreas, correspondentes a 348 blocos na fase de exploração, 71 campos em desenvolvimento e 371 campos em produção. Entre 1999 e 2018, foram quinze rodadas de licitação de blocos e cinco rodadas de partilha de produção, sem contar as contratações de 1985 e 1986 na bacia de Campos:

- de 1999 a 2008 – dez rodadas de licitação abriram mercado para 78 companhias nacionais e internacionais;
- de 2009 a 2012 – sem rodadas de licitação;
- 2013 – 11ª e 12ª rodadas de licitações, com 85 empresas habilitadas e 42 vencedoras; oferta de 529 blocos dos quais 214 foram arrematados; R$ 2,6 bilhões de bônus de assinatura e R$ 6,3 bilhões em investimentos; conteúdo local variando de 62% a 72% na fase de exploração e de 76% a 84% na fase de desenvolvimento e produção; oferta de 11 bacias sedimentares na 11ª rodada: Barreirinhas, Ceará, Espírito Santo, Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Parnaíba, Pernambuco-Paraíba, Potiguar, Recôncavo, Sergipe-Alagoas e Tucano; oferta de 7 bacias sedimentares na 12ª rodada: Acre-Madre de Dios, Paraná, Parecis, Parnaíba, Recôncavo, São Francisco e Sergipe-Alagoas;
- 2013 – primeira rodada de licitação do pré-sal, campo de Libra na bacia de Santos, teve como vencedores a Petrobras (40%), Shell (20%), Total (20%), CNPC International (10%), CNODC International (10%), com 41,64% de excedentes de óleos para União e bônus de assinatura de R$ 15 bilhões, segundo ANP;
- 2015 – 13ª rodada de licitações, com 17 empresas participantes; total de 266 blocos ofertados com 37 blocos arrematados; investimentos previstos de R$ 216 milhões; 182 blocos em terra e 84 marítimos distribuídos em dez bacias sedimentares, sendo elas: Amazonas, Parnaíba, Potiguar, Recôncavo, Sergipe-Alagoas, Jacuípe, Camamu-Almada, Espírito Santo, Campos e Pelotas;
- 2017 – 14ª rodada, ocorrida em setembro, ofertou 287 blocos em nove bacias fora do pré-sal, mas apenas 47 foram adquiridos (16%) margem leste e bacias terrestres; 20 empresas ofertantes; bacias sedimentares marítimas de Sergipe-Alagoas, Espírito Santo, Campos, Santos e Pelotas e nas bacias terrestres do Parnaíba, Paraná, Potiguar, Recôncavo, Sergipe-Alagoas e Espírito Santo;
- 2017 – segunda (Gato do Mato, Carcará, Sapinhoá e Tartaruga Verde) e terceira (Peroba, Pau Brasil e Alto de Cabo Frio Oeste/Central) rodadas de pré-sal, em regime de partilha. Ocorreram em outubro, arrecadando R$ 6,15 bilhões de bônus de participação de doze empresas, entre as quais estavam Petrobras, Shell, Statoil, Exxon, BP, Qatar Petroleum; CNOOC Petroleum e CNODC Brasil. Nessas duas rodadas, a Petrobras teve as condições de participação em licitações do pré-sal flexibilizadas pela Lei nº 13.365/2016;

- 2018 – 15ª rodada de concessão (Margem Equatorial e Bacias Terrestres); 47 blocos nas bacias sedimentares marítimas de Ceará, Potiguar, Sergipe-Alagoas, Campos e Santos e nas bacias terrestres do Parnaíba e do Paraná; arrematados 22 blocos marítimos, com ágio médio de bônus de assinatura de 621,91%; sem demanda para blocos em terra; R$ 8 bilhões de bônus de assinatura;
- 2018 – quarta rodada de partilha (Saturno,[28] Três Marias, Uirapuru, C-M-537/655/657/709); blocos arrematados na bacia de Santos: Três Marias (Petrobras, Chevron, Shell) e Uirapuru (Petrobras, Petrogal, Statoil e Exxon) e na bacia de Campos (Petrobras, Statoil e BP); R$ 3,15 bilhões de bônus de assinatura e ágio médio de 202%; quinta rodada nos blocos de Saturno, Titã, Pau-Brasil, localizados nas bacias de Santos, e Sudoeste de Tartaruga Verde Bacia de Campos, com arrecadação de R$ 6,8 bilhões em bônus de assinatura, ágio médio de 170,58%; e
- 2019 – rodadas previstas, sexta rodada de partilha (Aram, Bumerangue, Sudeste de Lula, Sul e Sudoeste de Júpter) e 16ª rodada de concessão (Margem Leste e Bacias Terrestres).

Desde 2016, medidas vêm sendo adotadas para flexibilizar as regras do regime de partilha, como o fim da participação compulsória da Petrobras nas licitações de exploração no pré-sal, por exemplo. A revisão dos acordos de unitização de áreas concedidas adjacentes ao bloco em que ocorre a descoberta pré-sal também foi incluída. Outro tema cogitado para reavaliação foi a recuperação do petróleo do pós-sal, localizado na área de pré-sal, considerado economicamente inviável dentro do modelo de partilha.

A partir de 2017, outros aperfeiçoamentos foram considerados, quais sejam: *i)* a programação plurianual das rodadas de licitação, com oferta permanente de áreas sem contrato ou devolvidas; *ii)* o direito de preferência da Petrobras na formação de consórcios, regulamentado pelo Decreto nº 9.041/2017, para a participação nos contratos de partilha; *iii)* especificação dos compromissos de conteúdo local em contrato, sem fazer parte de pré-requisito para licitação; *iv)* incentivos para atuação de fundos de investimentos; *v)* adoção de fase de exploração única (E&D); *vi)* redução do patrimônio mínimo líquido para investidores; *vi)* incentivos para participação de pequenas e médias empresas; *vii)* revisão do preço de referência do petróleo produzido mensalmente em cada campo; *ix)* viabilização dos acordos de individualização ou unitização da produção, a serem celebrados pela ANP ou PPSA,

28. Saturno foi retirado do certame por determinação do TCU, para reavaliação de parcelas da União, o mesmo ocorrendo com Titã. Indicação para que os reservatórios integrassem regime de partilha, a fim de evitar riscos com acordos de individualização da produção (unitização) futuros.

Resolução CNPE nº 8/2016; e *x) royalties* diferenciados para áreas concessionárias de nova fronteira de exploração e bacias maduras, com limite mínimo de até 5%, Resolução CNPE nº 17, de 8 de junho de 2017.

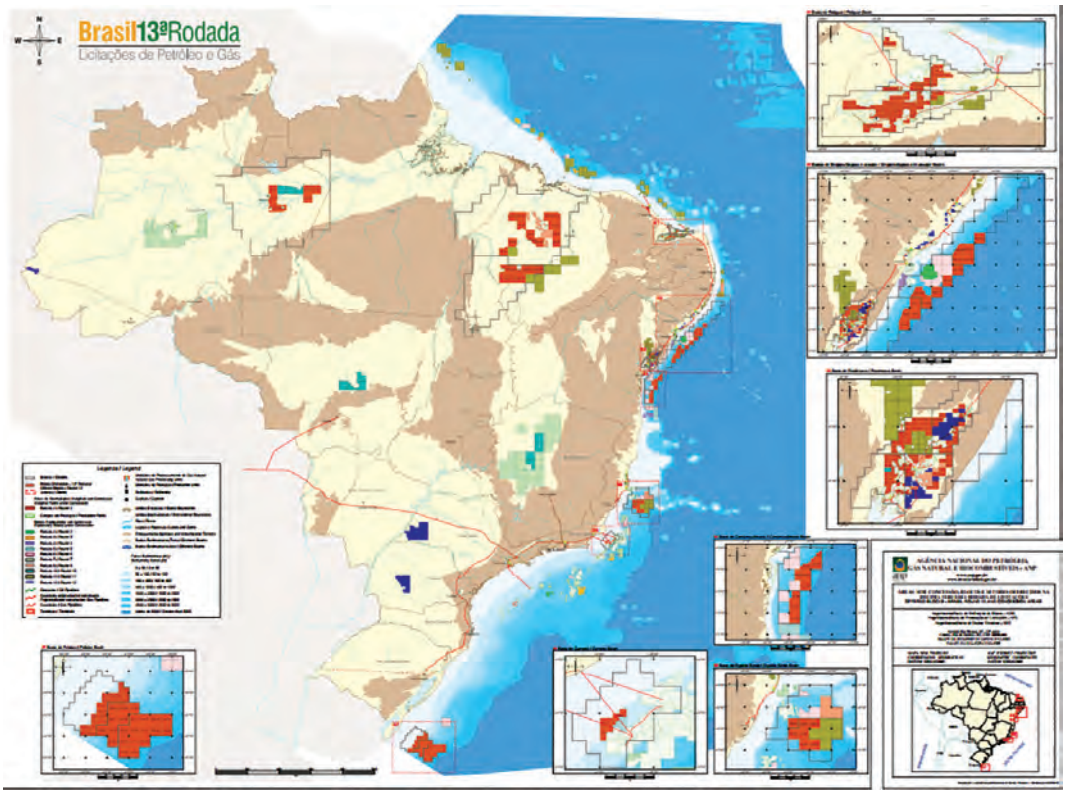
Para estimular o interesse e a participação nos lotes menos promissores, promoveu-se uma reavaliação da política de arrecadação com royalties, em 2017. Alíquotas menores e diferenciadas foram estabelecidas para as áreas de maior risco ofertadas na 14ª rodada, em 2017: *i)* 5% para as novas fronteiras, blocos das bacias do Paraná e de Pelotas; *ii)* 7,5% para os blocos localizados nas bacias maduras; e *iii)* 10% para os blocos mais promissores na fronteira do Parnaíba, correspondendo a um terço das áreas licitadas.

Lembrando que a Lei nº 12.734/2012 (*royalties* e participações especiais) determina 15% para recolhimento de *royalties* às empresas produtoras a título de compensação, nas novas regras no regime de partilha. A nova distribuição no regime de partilha e concessão onerosa para exploração *offshore* considera: 22% para estados confrontantes; 5% para municípios confrontantes; 2% para municípios com instalações; 24,5% para fundo especial de estados e DF; 24,5% para fundo especial de municípios; e 22% para o Fundo Social da União. A reformatação do Repetro também ajudou na desoneração do setor, com renúncias fiscais sobre importação de equipamentos e suspensão de crédito tributário.

Na avaliação da Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro (Firjan), o efeito das rodadas previstas até 2019 pode ser multiplicado, caso haja oferta dos ativos do pós-sal. Estimam-se entre 4 bilhões e 7 bilhões de barris a serem recuperados nos campos confrontantes com o estado do Rio de Janeiro, na revitalização dos campos da rodada zero na bacia de Campos, cujos contratos serão encerrados em 2025 (quarenta anos de operação).

Contudo, a decisão de extrair até a última gota do petróleo vai depender, muito provavelmente, dos condicionantes de mercado. A instabilidade nos preços da *commodity* só fica atrás da volatilidade nos preços de EE. Um levantamento divulgado pelo *Boletim 2015* da ANP, a partir dos dados Platts, mostra que, em 2008, durante o auge do *boom* das *commodities* com demanda liderada pelo mercado chinês, os preços do petróleo chegaram a US$ 140/bbl, despencando cinco meses depois para US$ 40/bbl.

MAPA 10
Blocos ofertados pela ANP na 13ª rodada de 2016



Fonte: Disponível em: <https://goo.gl/fSv4vi>.

Refino

De acordo com o PNE 2030, a capacidade nominal de refino deve passar a 3.640 mil barris/dia, aproximadamente o dobro do processamento registrado em 2005. O incremento inclui a capacidade adicional de 230 mil barris/dia da Refinaria Abreu e Lima (RNEST),[29] em Pernambuco, e do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj), com 330 mil barris/dia.

Porém, para chegar à autossuficiência, seriam necessários mais 300 mil barris/dia, que poderiam ser complementados por mais uma refinaria no Nordeste (Premium 1 ou 2, no Maranhão ou Ceará, respectivamente). Contudo, esses números podem ser melhor

29. A RNEST é responsável por 30% do diesel produzido no país.

avaliados, principalmente pelo histórico de subutilização do parque de refino, que apresentou pico de utilização apenas em 2013, antes da inauguração da Rnest, como mostra a tabela abaixo. Outro desafio é quanto à agregação de valor para exportação de derivados, que esbarra na infraestrutura portuária aquém da capacidade para mercado exportador.

TABELA 32
Evolução da capacidade de refino (2010-2017)

Refinarias (Unidade da Federação)	Capacidade de refino (barril/dia)							
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Total[1]	**2.096.569**	**2.119.785**	**2.109.721**	**2.203.219**	**2.352.193**	**2.397.479**	**2.405.342**	**2.405.342**
Riograndense (RS)	16.982	17.014	17.014	17.014	17.014	17.014	17.014	17.014
Lubnor (CE)	8.177	8.177	8.177	8.177	8.177	9.435	10.378	10.378
Manguinhos (RJ)	14.000	14.000	14.000	14.000	14.000	14.000	14.000	14.000
Recap (SP)	53.463	53.463	53.463	53.463	53.463	62.898	62.898	62.898
Reduc (RJ)	242.158	242.158	242.158	242.158	242.158	251.592	251.592	251.592
Refap (RS)	188.694	201.274	201.274	201.274	201.274	220.143	220.143	220.143
Regap (MG)	150.955	150.955	150.955	150.955	166.051	166.051	166.051	166.051
Reman (AM)	45.910	45.910	45.910	45.916	45.916	45.916	45.916	45.916
Repar (PR)	220.143	220.143	207.564	207.564	207.564	213.853	213.853	213.853
Replan (SP)	415.127	415.127	415.127	415.127	433.997	433.997	433.997	433.997
Revap (SP)	251.592	251.592	251.592	251.592	251.592	251.592	251.592	251.592
Rlam (BA)	279.897	279.897	279.897	377.389	377.389	377.389	377.389	377.389
RPBC (SP)	169.825	169.825	169.825	169.825	169.825	169.825	169.825	169.825
RPCC (RN)	27.222	35.223	37.739	37.739	37.739	37.739	44.658	44.658
Rnest (PE)[2]	-	-	-	-	115.009	115.009	115.009	115.009
Fasf (BA)[3]	3.774	3.774	3.774	3.774	3.774	3.774	3.774	3.774
Univen (SP)	6.919	9.158	9.158	5.158	5.158	5.158	5.158	5.158
Dax Oil (BA)	1.730	2.095	2.095	2.095	2.095	2.095	2.095	2.095
Total[4] (barril/dia-calendário)	1.991.741	2.013.795	2.004.235	2.093.058	2.234.584	2.277.605	2.285.074	2.285.074
Fator de Utilização[5] (%)	91,0	92,6	96,1	98,2	94,3	87,1	80,3	76,2

Fonte: Anuário estatístico ANP (2018), base 2017.
Notas: [1] Capacidade nominal em barris/dia.
[2] Autorizada a processar 100 mil barris/dia.
[3] Fábrica de asfalto da Refinaria Landulpho Alves (Rlam).
[4] Capacidade de refino calendário-dia, considerando o fator médio de 95%.
[5] Fator de utilização das refinarias, considerando o petróleo processado no ano.

Em 2017, o parque nacional era composto por dezoito refinarias, algumas com mais de sessenta anos de existência, com capacidade de processamento de 2,4 milhões de barris/dia e fator de utilização de 76%, ou seja, capacidade ociosa de 24%. A Petrobras é responsável por 98% do refino, enquanto quatro refinarias privadas representam menos de 2% da produção de refino, a Riograndense (RS), inaugurada em 1937 pelo grupo Ipiranga, correntemente controlado pela Ultra/

Brasken/Petrobras; Manguinhos (RJ), de 1954, em recuperação judicial; Univen (Itupeva, SP) fundada em 1992, entrou com pedido de falência/recuperação judicial em 2012; e Dax Oil (Camaçari - BA), licenciada em 2005. O plano de desinvestimento da Petrobras inclui unidades das regiões nordeste e sul, com duas refinarias cada. As instalações da estatal estão relacionadas a seguir:

- Abreu e Lima (Rnest) – PE de 2014;
- Potiguar Clara Camarão (RPCC) – RN de 2009;
- Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj) – RJ em construção;
- Landulpho Alves (RLAM) – BA de 1950;
- Lubrificantes e Derivados do Nordeste (Lubnor) – CE de 1966;
- Capuava (Recap) – SP de 1954;
- Duque de Caxias (Reduc) – RJ de 1982;
- Alberto Pasqualini (Refap) – RS de 1968;
- Unidade de Industrialização do Xisto (SIX) – PR;
- Gabriel Passos (Regap) – MG de 1960;
- Isaac Sabbá – (Reman) – AM de 1957;
- Presidente Getúlio Vargas (Repar) – PR de 1976;
- Presidente Bernardes (RPBC) Cubatão – SP de 1955;
- Refinaria Henrique Lage (Revap) – SP de 1980; e
- Refinaria de Paulínea (Replan) – SP de 1971.

Térmicas a Óleo Combustível

Desde 2016, o CMSE[30] vem anunciando a necessidade de desativar 21 usinas térmicas mais dispendiosas, com capacidade instalada correspondente a 2 GW. As geradoras eram acionadas pelo critério de suprimento energético, mas a base do despacho passaria a seguir a ordem de mérito, prevalecendo o funcionamento das usinas de menor custo unitário de operação. Entretanto, ao indicar as térmicas, o ONS condicionou o desligamento à recuperação dos reservatórios das UHEs em cerca de 30%, nos subsiste-

30. A reunião de nº 168 de maio de 2016 do CMSE deliberou sobre o desligamento de usinas térmicas com custo unitário variável superior a R$ 150/MWh e a reunião de n° 169, de junho de 2016, definiu as usinas com processamento fora da ordem de mérito.

mas Sudeste/Centro-Oeste e Sul. O cenário hidrológico desfavorável das regiões Norte e Nordeste fez com que o despacho térmico por garantia de suprimento energético fosse mantido. As termelétricas que constavam da lista do operador eram UT Igarapé, Termonorte 2, Bahia 1, Sepé Tiaraju, Palmeiras do Goiás, Enguias, Araucária, Muricy, Arembepe, Nutepa, Daia, Petrolina, Goiânia 2, Camaçari, Carioba, Brasília, Potiguar, Potiguar 3, Pau Ferro, Termomanaus e Xavantes.

TABELA 33
Dez maiores usinas térmicas movidas a óleo combustível (dez. 2016)

Usina	UF	Capacidade (MW)
Suape 2 (2013)	PE	381
Pernambuco 3 (2013)	PE	201
Santana (1993/2004)	AP	178
Palmeiras de Goiás (2012)	GO	176
Viana (2010)	ES	175
Termoparaíba (2011)	PB	171
Termonordeste (2010)	PB	171
Campina Grande (2011)	PB	169
Maracanaú (2010)	CE	168
Geramar 1 (2010)	MA	166
Outras		6.922
Total		**8.878**

Fonte: MME.
Obs.: Anos entre parênteses correspondem à data de entrada em operação de cada usina.

Gás natural

O PNE 2030 estimava as reservas provadas de gás natural em 306 bilhões de m^3, em 2005, com produção de 17.699 milhões de m^3 e consumo de 20.978 milhões de m^3. Para 2030, as reservas passariam a 1.654 bilhão de m^3, com produção de 91.870 milhões de m^3 e consumo de 97.460 milhões de m^3. Portanto, adotou-se a premissa de que haveria evolução nas reservas resultante das licitações futuras. Conforme o Anuário Estatístico da ANP (2018), o ponto máximo das reservas provadas de gás natural foi de cerca de 490 bilhões de m^3, em 2014 e a produção chegou a 23,7 bilhões de m^3. Desde então, as reservas vêm diminuído em ritmo maior que o aumento da produção, com 380 bilhões de m^3 e 27,5 bilhões de m^3, respectivamente, em 2017. Ou seja, eventualmente o esgotamento das reservas dar-se-ia em cerca de dez anos, caso as condicionantes previstas pelo PNE 2030 fossem frustradas.

Conforme IEA/WEO (2013), as reservas provadas em 2012 eram de 460 bilhões de m^3, mas restariam 20 mil bilhões m^3 como reserva recuperável. No cenário de novas políticas da IEA, a produção de gás natural foi de 18 bilhões de m^3, em 2012 e será de 38 bilhões de m^3 e 90 bilhões de m^3, em 2020 e 2035, respectivamente. Os volumes disponibilizados ao sistema produtivo estarão condicionados à escolha política-técnica de reinjeção do gás, para assegurar a manutenção da pressão nos poços de plataforma *offshore*. As reservas recuperáveis para gás não convencional nas bacias Paraná, Solimões e Amazonas eram de 6,9 trilhões de m^3, segundo a IEA. O gás do campo de Urucu, na bacia do Solimões, foi descoberto em 1986, mas a reinjeção de 80% do gás foi necessária até 2009, quando o gasoduto até Manaus foi inaugurado. A produção de Urucu, em 2012, foi de 1,7 bilhão de m^3.

O setor de gás tem muito a avançar à medida que a Petrobras vai dando espaço para novos entrantes e os produtores, carregadores, comercializadores, distribuidores e consumidores pedem maior concorrência. A Lei do Gás garante o acesso livre de terceiros aos gasodutos de transporte, mas os interessados no segmento anseiam por maior compartilhamento das infraestruturas de escoamento e processamento do produto. Apenas seis estados avançaram na promoção de mercados livres para grandes consumidores, mas esses ainda carecem de mercados secundários desenvolvidos para flexibilização das contratações.

Por outro lado, operadores do setor de gás e GNL reivindicam contratos mais flexíveis com relação a prazos, comprovação de disponibilidade de combustíveis e penalidades associadas à indisponibilidade. A justificativa dada é o fato de que a exigência de contrato de suprimento de gás permanente à usina estaria descolada da premissa que estabelece minimização da geração térmica para evitar a oneração do sistema. A aquisição do gás da Petrobras tem sido evitada, com a alegação de que a burocracia torna mais econômico importar gás de folhelho dos Estados Unidos.

Portanto, o mercado tem demandado novas medidas regulatórias para ajustar o direito de uso das diversas instalações. As diferentes necessidades da demanda, com fornecimento estável para a indústria e flexível para termogeração, exigem mais do monitoramento e da fiscalização dos fluxos de gás na rede. O aperfeiçoamento do sistema permitiria detectar condições de restrição de uso e gargalos das instalações do GLP, assim como, a ociosidade dos gasodutos. Em última instância, resultaria em melhor aproveitamento do gás nacional e a diminuição das importações.

Subprodutos do gás natural e agentes do mercado

A restrição de capacidade da infraestrutura de gasodutos somada às demandas dinâmicas do gás favorecem ineficiências de mercado, que afetam diretamente a comercialização. A configuração da malha de dutos, com capacidade variável de carregamento ponto-a-ponto, devido aos fluxos oscilantes, indica a necessidade de criação de uma figura adicional de harmonização dos usos da infraestrutura, qual seja, o agente operador do sistema. Fator adicional de complexidade é arbitrar entradas e saídas com isenção e equanimidade, uma vez que existe restrição de capacidade. Logo, o direito de aquisição da locação apresenta-se como solução, orquestrado em leilão e apontando para figura suplementar capaz de operacionalizar as transações de mercado, qual seja, a câmara de compensação.

Afinal, o padrão percebido nesse rápido relato replica com fidelidade a gestão do sistema elétrico, dada a formação do ONS e da CCEE que estrutura o SEB. Entretanto, apesar do grau de sofisticação alcançado pelo modelo institucional e operacional do SIN, é preciso reconhecer que o funcionamento ou a operacionalização do sistema tem aumentado o grau de complexidade, o que nem sempre é bem gerenciado, exigindo adaptações constantes para inserção de novas tecnologias de geração de energia e para o enfrentamento às mudanças climáticas.

Portanto, mais do que uma replicação, o projeto de reordenamento do segmento de gás oferece uma oportunidade ímpar para inovação, a partir de lições extraídas do próprio setor elétrico. O momento é propício a mudanças, especialmente devido aos aperfeiçoamentos alcançados recentemente pelas ferramentas de tecnologia da informação e comunicações (TIC). O alcance e a diversidade de tarefas a serem executadas na estruturação do sistema é relevante e compreende, primeiramente, o reconhecimento da complexidade para, posteriormente, formular soluções para o setor.

A reflexão começa por caracterizar o mercado de gás natural, sistematizando as informações em diversas camadas. O primeiro passo seria entender as principais funcionalidades do recurso como, por exemplo, a produção de calor e eletricidade. Vale a pena precisar que os usos são multiplicáveis, a depender do número de derivados extraídos da matéria-prima como, por exemplo, o GNL, o GLP, C5+, etano, propano e o gás seco.

A etapa seguinte seria mapear a infraestrutura existente ou prevista, que permite processar, escoar e estocar esses produtos no espaço territorial e temporal, como UPGNs, gasodutos, navios gaseiros, carretas criogênicas, composições especiais de trens

para produtos perigosos, caminhões de botijões etc. Todos os fluxos do produto e seus derivados são distribuídos dinamicamente numa matriz de origens e destinos, desde os produtores, passando por toda a cadeia produtiva, até chegar aos consumidores. As restrições de capacidade dos elementos da infraestrutura precisam ser bem definidas.

O próximo passo, provavelmente, seria a identificação detalhada dos agentes da indústria de gás natural e suas necessidades de compra e venda. O decreto nº 7.382 de 2010 regulamenta as atividades do setor e especifica os agentes como sociedades ou consórcios que atuam nas atividades de exploração, desenvolvimento, produção, importação, exportação, processamento, tratamento, transporte, carregamento, estocagem, acondicionamento, liquefação, regaseificação, distribuição e comercialização de gás natural.

Em visão simplificada a respeito do fluxo de processamento do setor de gás, o produtor disponibiliza o gás natural num ponto de recepção para o carregador que, por sua vez, tem toda uma programação de contratações, que vão desde o serviço do transportador do ponto de recepção até o ponto de entrega ao consumidor interessado no produto, que pode ser uma termelétrica ou uma indústria. A cadeia tem ramificações diversas que poderiam incluir a entrega do produtor diretamente ao distribuidor de gás canalizado, que negociaria com consumidores industriais e domésticos.

De fato, além de operadores do mercado, todos esses agentes são fornecedores de informações que alimentam o sistema, ou seja, respondem de forma material e virtual pela produção, comercialização e operacionalização dos serviços de transporte do gás natural e derivados. A demanda de consumidores, autoprodutores e importadores complementam a necessidade de alimentação do banco de dados. Sem dúvida, o entendimento e a previsão do comportamento esperado desses agentes a partir do conjunto de dados inseridos no sistema constituiria um acervo inestimável.

Com as novas ferramentas de TIC, parte do trabalho de reconhecimento e entendimento do problema, assim como das tarefas que o constituem, pode ser delegada à heurística de alto desempenho. O aprendizado de máquina, assistido ou reforçado, é capaz de identificar soluções que, a princípio, estariam fora do radar até mesmo dos melhores cientistas da computação. Para que esses resultados sejam obtidos, critérios precisam ser estabelecidos, testes executados e validações efetivadas. A melhora do desempenho do sistema deriva do aprendizado e da previsão de escolhas mais prováveis de produtores, processadores, carregadores, transportadores, distribuidoras e consumidores de gás. Segue a caracterização de alguns desses elementos essenciais para o esboço do escopo do sistema.

Processadores

Existem pelo menos sete tipos diferentes de processamento de gás natural, cada qual com seu objetivo, quais sejam: *i*) Unidade de Processamento de Condensado de Gás Natural (UPCGN) – para separação de frações leves; *ii*) Unidade de Ajuste de Ponto de Orvalho (UAPO) – para frações pesadas; *iii*) Unidade de Tratamento de Gás Natural (UTGN) – para retirada de sulfeto de hidrogênio; *iv*) Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) – para obtenção de GLP e gasolina; *v*) Unidade de Recuperação de Líquido (URL) – para separar o metano do GNL; *vi*) Unidade de Fracionamento Líquido (UFL) – para separar o etano, propano e GLP; *vii*) Unidade de Monoetanolamina (MEA) – para separar CO_2 do etano.[31]

O processamento de gás natural do país conta com pelo menos quatorze polos produtores, com capacidade total instalada de 95.650 mil m³/dia, em 2017, ANP (2018). Os polos com maior capacidade são Caraguatatuba (21%), Cacimbas (16,7%), Cabiúnas (16,6%) e Urucu (12,7%). Enquanto as unidades de Estação Vandemir Ferreira (BA), Guamaré (RN), Reduc (RJ), Atalaia (SE), Candeias (BA), Sul Capixaba (ES), RPBC (SP), Santiago (BA), Pilar (AL) e Lubnor (CE) processam os 33% restantes.

A Unidade de Tratamento de Gás Monteiro Lobato, em Caraguatatuba – SP, passou por obras de adaptação e ampliação em 2011 para processar o gás natural do pré-sal bacia de Santos para uso industrial, residencial e veicular. O projeto de implantação da Unidade de Tratamento de Gás Natural de Cacimbas, Linhares – ES, teve contratos de expansão das fases 1, 2 e 3 iniciados em 2005, para processar o gás associado ao petróleo proveniente de campos terrestres e marítimos. O terminal de Cabiúnas (TeCab), em Macaé no litoral norte fluminense, tem capacidade de processamento projetada para 25 milhões de m³/dia de gás natural proveniente das bacias de Campos e bacia de Santos, rota 2. A Unidade de Operações da Amazônia (UO-AM) processa o gás da província petrolífera de Urucu a 235 km do município de Coari – AM, que abastece a refinaria REMAN e a termelétrica Mauá 3 (570 MW), com turbinas a gás/vapor.

Existem mais de setenta projetos de terminais de GNL com licenciamento em andamento em todo o país, com destaque para Rio Grande – RS, Itapoá e São Francisco do Sul – SC, Paranaguá – PR, Santos – SP e Pecém – CE. Os três terminais

31. GNL – o processo termodinâmico de liquefação transforma o gas em estado líquido para ser transportado por carretas criogênicas para abastecer plantas industriais, sem conexão com gasodutos. GLP – mistura de gases condensados, conhecido como gás de cozimento, envasado em botijões.

operantes mais conhecidos de regaseificação marítimos importadores de GNL são o da baía de Guanabara – RJ, o de Todos os Santos – BA e o de Pecém – CE. Outro empreendimento outorgado mais recentemente é o Terminal de Regaseificação do Açu, no município de São João da Barra, Rio de Janeiro. O projeto é uma iniciativa da Prumo/Siemens, denominado Gás Natural Açu (GNA), com capacidade para receber, armazenar e regaseificar GNL e GLP. O empreendimento inclui a construção de termelétrica de 1.300 MW no porto de Açu.

TABELA 34
Capacidade de processamento de gás (2017)

Região	UF	Capacidade (mil m³/dia)
	SP	22.300
Sudeste	RJ	20.900
	ES	18.500
	BA	10.900
	AL	1.800
Nordeste	SE	3.000
	RN	5.700
	CE	350
Norte	AM	12.200
Total		**95.650**

Fonte: Anuário Estatístico ANP 2018.

Carregadores

O agente comercializador favorece a intermediação entre os interessados na compra e venda de gás no mercado. Sua atuação proporciona certo grau de liquidez ao mercado, cuidando dos trâmites burocráticos e das negociações de preços, prazo de entrega, quantidades e indicadores de correção. Os facilitadores podem realizar operações agregadas, reunindo consumidores ou produtores interessados na compra/venda do produto e derivados. Também, o gás importado por navio é de propriedade do carregador.

De acordo com o decreto nº 7.382/2010, o carregador é o agente que utiliza o serviço de movimentação de gás natural em gasoduto de transporte, mediante autorização da ANP, enquanto o carregador inicial é aquele cuja contratação de capacidade de transporte tenha viabilizado a construção do gasoduto, no todo ou em parte. A troca operacional de gás natural, denominada *swap*, deverá ser solicitada aos transportadores pelos carregadores interessados, assim como, as receitas decorrentes deverão ser revertidas para a redução das tarifas de transporte e para a cobertura dos custos adicionais do transportador e respectiva remuneração do capital investido, segundo regulamentação e aprovação da ANP.

Transportadores

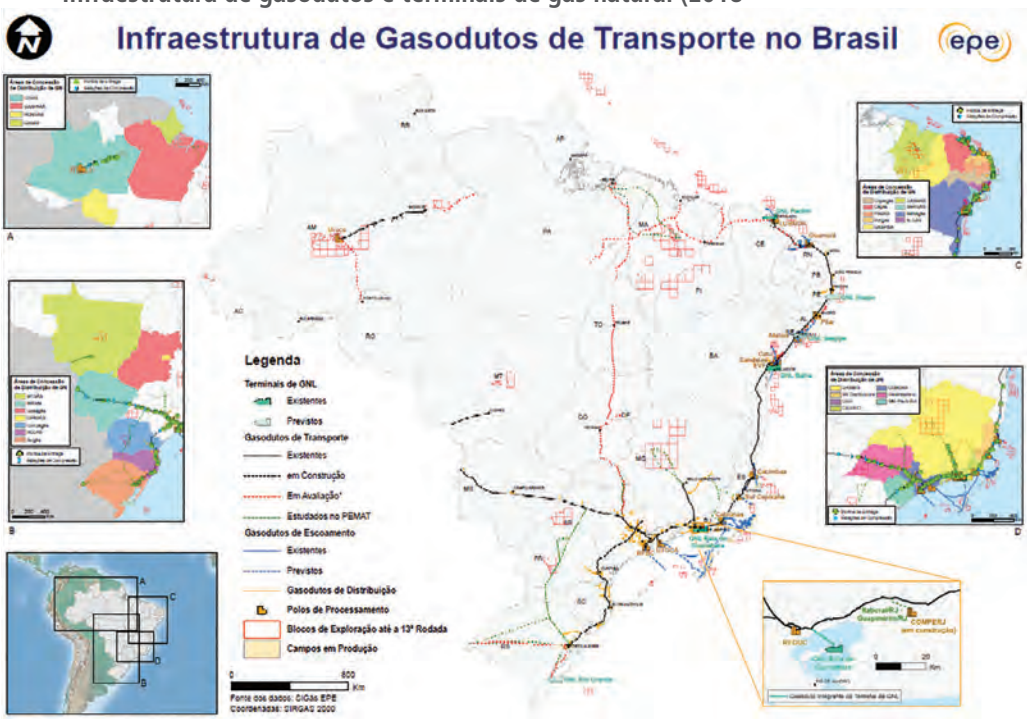
As empresas operadoras da infraestrutura de gasodutos são as transportadoras, concessionárias ou autorizadas, contratadas para realizar o serviço de movimentação do gás natural, abrangendo a construção, a expansão, a operação e a manutenção das instalações.

Existem diferentes espécies de gasodutos que devem ser considerados para efeito de estruturação do sistema: *i*) dutos para escoamento da produção – destinados à movimentação de gás natural desde os poços produtores até instalações de processamento e tratamento ou unidades de liquefação; *ii*) dutos de referência – utilizados para efeito da definição das tarifas e receitas anuais máximas a serem consideradas nas chamadas públicas e nas licitações das concessões; e *iii*) dutos de transferência – destinados à movimentação de gás natural, considerado de interesse específico e exclusivo de seu proprietário, iniciando e terminando em suas próprias instalações de produção, coleta, transferência, estocagem e processamento de gás natural; e, *iv*) dutos de transporte – utilizados na movimentação de gás natural desde instalações de tratamento ou processamento, de estocagem ou outros gasodutos de transporte até instalações de estocagem, outros gasodutos de transporte e pontos de entrega a concessionários estaduais de distribuição de gás natural; de acordo com o decreto nº 7.382 de 2010.

Abaixo relacionam-se os principais transportadores:

- Transportadora Sulbrasileira de Gás S.A. (TSB) – responsável pelo gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre (RS), servindo o polo petroquímico de Triunfo e cidade de Uruguaiana;
- Gás Ocidente de Mato Grosso Ltda (GOM) – considerado sistema isolado no trecho Lateral Cuiabá (Bolívia – MT), atendendo a termelétrica de Cuiabá;
- Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG) – contratada para transporte do gás boliviano (GasBol), atendendo regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste;
- Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) – serve por meio dos gasodutos Cabiúnas-Vitória (Gascav), Cacimbas-Vitória, Cacimbas-Catu (Gascac), Japeri-Reduc (GasJap), Rio-BH (Gasbel 2), Guararema-SP (Gaspal 2), São Paulo-São Bernardo do Campo (Gasan 2), Paulínia-Jacutinga (Gaspaj), Cabiúnas-Reduc (Gasduc 3), Caraguatatuba-Taubaté (Gastau), Pilar-Ipojuca, Atalaia-Laranjeiras, Urucu-Coari e Coari-Manaus;
- Nova Transportadora do Sudeste (NTS) e Nova Transportadora do Nordeste (NTN) – resultantes da reestruturação da TAG naquelas regiões; e
- Petrobras Transportes S.A. (Transpetro), servindo a diversos trechos nas regiões NE e SE.

MAPA 11
Infraestrutura de gasodutos e terminais de gás natural (2018



Fonte: EPE (2018).

Distribuidores

O serviço de distribuição do gás natural canalizado é explorado diretamente pelos estados ou por meio de concessão, conforme art. 25º da Constituição Federal. São 27 empresas estaduais/distrital concessionárias de gás canalizado. O mercado de distribuição de GLP, definido como utilidade pública pela Lei nº 9.847/99 tem a participação de empresas outorgadas ou autorizadas pela ANP, como a Ultragaz (23%), Liquigás (22%), Supergasbras (20%) e Nacional Gás (19%). O mercado de gás de GLP envasado e a granel como o gás natural tem sido objeto de estudo com o objetivo de melhorar a caracterização e a competitividade.

Consumidores

As térmicas a gás natural e óleo têm avançado com o crescimento das fontes alternativas renováveis, devido à intermitência que obriga a operação de energia complementar para cobertura nos períodos de cessação de produção, mas o preço pago tem sido alto, tanto sob o ponto de vista econômico, quanto ambiental. Alternativas têm sido consideradas

para melhorar o aproveitamento do gás como, por exemplo, a estocagem. Porém, a estratégia mais garantida, na opinião dos especialistas do segmento, é assegurar a produção de energia mantendo a base da geração lastreada nas usinas termoelétricas a gás natural. Correntemente, a contratação das térmicas tem sido efetivada pela modalidade de disponibilidade, o que favorece o equilíbrio econômico-financeiro das usinas. Quanto ao acionamento, a operação é demandada apenas no pico de carregamento.

O grande desafio da Petrobras no segmento é criar uma demanda estável para a oferta de gás produzido nas plataformas *offshore*, diluído na proporção de um terço do petróleo extraído. Normalmente, as condições do mercado de eletricidade variam de forma acentuada, conforme as condições hidrológicas e, consequentemente, dos estoques nos reservatórios de UHEs. Atender ao setor de forma flexível parece inviável para a estatal, pois o petróleo rico em gás natural exigiria manter estoques em níveis considerados arriscados do produto altamente inflamável.

A forma de alocação imediata do produto é o mercado cativo de refinarias e de fábricas de fertilizantes. O parque de termelétricas apresenta-se como negócio interessante para resolução do problema, mas o risco que representa a oferta maior que a demanda de mercado é grande. O capital fixo e o custo operacional são altos, para disponibilizar a eletricidade no sistema interligado e utilizar somente na baixa do sistema hidrelétrico, com escassez de chuvas.

O potencial de expansão de eletricidade produzida pelas termelétricas é estimado em 27 mil MW. As termelétricas sob o controle da Petrobras são: TermoCeará (CE) – gás e óleo, Bahia 1 (BA) – gás, Arembepe (BA) – óleo, Muricy (BA) – óleo, Rômulo Almeida (BA) – gás, Celso Furtado (BA) – gás, Jesus Soares Pereira (RN) – gás, Aureliano Chaves (MG) – gás, Juiz de Fora (MG) – gás e etano, Luís Carlos Prestes (MS) – gás, Mario Lago (RJ) – gás, Governador Leonel Brizola (RJ) – gás, Barbosa Lima Sobrinho (RJ) – gás e óleo, Baixada Fluminense (RJ) – gás, Euzébio Rocha (SP) – gás, Piratininga (SP) – gás, Fernando Gasparian (SP) – gás, Sepé Tiaraju (RS) – gás e óleo, Tambaqui (AM) – gás e óleo, Jaraqui (AM) – gás e óleo.

TABELA 35
Dez maiores termelétricas a gás (dez./2016)

Usina	UF	Capacidade (MW)
Gov. Leonel Brizola (2004/2007)	RJ	1.058
Mario Lago (2001/2002)	RJ	923
Norte Fluminense (2004)	RJ	869
Uruguaiana (2000)	RS	640

(Continua)

(Continuação)

Usina	UF	Capacidade (MW)
Termopernambuco (2004)	PE	533
Baixada Fluminense (2014)	RJ	530
Cuiabá (2001)	MT	529
Maranhão (2016)	MA	519
Araucária (2002)	PR	484
Fernando Gasparian (2004)	SP	386
Outras		6.494
Total		**12.965**

Fonte: MME.
Obs.: Anos entre parênteses correspondem à data de entrada em operação de cada usina.

Dados da ANEEL (2016) revelam que a capacidade instalada de usinas termelétricas a gás natural chegou a 12.388 MW, correspondendo a 8,78% da potência instalada total de EE e 30% das térmicas. Mais 40 GW estão programados para serem adicionados ao sistema, sendo mais de 10% em usinas a gás natural. As termelétricas de ciclo combinado representam 65% da capacidade instalada, com geração de aproximadamente 7 GW, enquanto as de ciclo simples são 35% do total de energia térmica gerada.

TABELA 36
Usinas termelétricas a gás natural (2015)

Região	Número	Capacidade (MW)	Ciclo aberto (MW)	Ciclo combinado (MW)	Co-geração (MW)
Sudeste/Centro-Oeste	86	7.171	1.980	4.227	1.657
Sul	13	1.403		1.373	19
Nordeste	36	3.285	1.281	880	672
Norte	10	529	1.138	519	
Total	**145**	**12.388**	**4.399**	**6.999**	**2.348**

Fontes: EPE (2016b).

Carvão

As reservas brasileiras de carvão, do tipo linhito e sub-betuminoso, são estimadas em 23,8 bilhões de toneladas, das quais 6,6 bilhões são provadas. Três quartos do carvão são de lignite, com localização no Rio Grande do Sul (89%), Santa Catarina (10%), Paraná (0,32%) e São Paulo (0,02%). A jazida de Candiota (RS) tem participação estimada em 38%, mas com carvão de baixo teor energético. A exploração comercial é declinante e tem sido destinada para as usinas siderúrgicas.

Os impactos ambientais associados à exploração de carvão estão por toda a cadeia produtiva: *i*) exploração, com impacto sobre recursos hídricos, solo, relevo; *ii*) beneficiamento, com uso de máquinas poluentes, formação de rejeitos, elevação de

sulfatos, redução de ph; e *iii*) produção de energia, com queima de carvão nas usinas, emissão de particulados e gases poluentes, como SO_2 (MP e NOx), que podem causar chuva ácida, além de prejudicar a saúde humana.

Desde a década de 1950, o carvão foi utilizado com combustível para o transporte ferroviário. As primeiras usinas termelétricas construídas foram Charqueadas – RS (72 MW), Capivari – SC (100 MW), e Figueira – PR (20 MW). Em 2003, eram sete as centrais termelétricas com capacidade para gerar 1.415 MW.

Em 2014, o carvão utilizado para geração de EE apresentou aumento de demanda de 9,4%, em relação a 2013, enquanto o carvão metalúrgico registrou aumento de 7,5%. Em 2015, a queda do consumo foi de 6,5%, no carvão vegetal para o setor metalúrgico. A produção permaneceu praticamente estável.

No cenário de novas políticas do IEA/WEO (2013), a capacidade instalada para usinas a carvão passaria de 3,3 GW, em 2012, para 4,8 GW, em 2035. A produção de EE corresponderia a 25 TWh, em 2035.

TABELA 37
Dez maiores usinas a carvão mineral (dez./2016)

Usina	UF	Capacidade instalada (MW)
Porto do Pecém 1 (MPX) (2012/2013)	CE	720
Presidente Médici (1974)	RS	446
Porto Pecém 2 (2013)	CE	365
Jorge Lacerda 4 (1997)	SC	363
Porto Itaqui (2013)	MA	360
Candiota 3 (2011)	RS	350
Jorge Lacerda 3 (1979)	SC	262
Jorge Lacerda 1 e 2 (1965)	SC	232
Alunorte (2007)	PA	104
Alumar (2009)	MA	75
Outras		112
Total		**3.389**

Fontes: MME e SPE/DIE.
Obs.: Anos entre parênteses correspondem à data de entrada em operação de cada usina.

A Compensação Financeira pela Exploração de Recursos Minerais (CFEM) é paga para a União, via Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM), pela exploração do recurso.

Nuclear

Os primeiros planos para a geração de EE termonuclear surgiram em 1968, quando a Eletrobras-Furnas realizou a concorrência internacional vencida pela americana Westinghouse. Em pacote fechado, o projeto desconsiderou quaisquer transferências de tecnologia. A construção de Angra 1 começou em 1972, mas as operações foram iniciadas somente em 1985, após atingir a primeira reação em cadeia em 1982.

A concepção de Angra 2 deu-se em outro contexto, com o acordo Brasil-Alemanha, prevendo a transferência de tecnologia. As obras foram iniciadas em 1981 e retomadas em 1991, com a primeira reação em cadeia sendo possível somente em 2000. No ano seguinte, o reator alemão Siemens, tipo KWU, começou a operar, sendo os dados técnicos examinados na seção de tecnologia.

A fissão nuclear respondeu por 4% (15,4 TWh) da EE produzida no país (373,4 TWh), em 2014. A capacidade instalada da Usina de Angra 1 é de 640 MW, desde 1985, e da Usina de Angra 2 é de 1.350 MW, desde 2000. O consumo anual de combustível radioativo das usinas nucleares brasileiras é de 450 toneladas por ano. Os estoques de urânio são estimados em 277 mil toneladas, com 155 mil toneladas podendo ser consideradas reservas provadas em Caetité, na Bahia e Santa Quitéria, no Ceará.

Atualmente, a eletricidade produzida pelas usinas Angra 1 e 2 é comercializada com as distribuidoras do Sistema Interligado Nacional (SIN), em regime de cotas-partes definidas pela ANEEL anualmente. A energia efetivamente gerada diminuída da soma das garantias físicas pode resultar em sobra de energia, que é comprada por 50% do PLD médio anual. Em caso de *deficit*, a Eletronuclear ressarce às distribuidoras pelo maior valor entre a tarifa, e o PLD médio anual.

TABELA 38
Evolução da geração e disponibilidade das usinas de Angra 1 e 2 (1985-2015)

Ano	Geração bruta de Angra 1 (MWh)	Disponibilidade (%)	Geração bruta de Angra 2 (MWh)	Disponibilidade (%)
1985[1]	3.412.087,3			
1986	145.597,2			
1987	973.301,9			
1988	613.961,3			
1989	1.845.373,8			
1990	2.258.049,0			
1991	1.441.597,1			
1992	1.752.277,1			
1993	441.769,9			
1994[2]	54.960,4			
1995	2.520.684,7			
1996	2.428.936,2			
1997[3]	3.161.440,0			
1998	3.265.251,5			
1999	3.976.943,2			
2000	3.423.307,6	82,90		
2001	3.853.499,2		9.835.527,2	93,90
2002	3.995.104,0	86,35	9.841.746,2	91,50
2003	3.326.101,3	73,30	10.009.936,1	91,30
2004	4.124.759,2	90,05	7.427.332,2	74,60
2005	3.731.189,7	81,61	6.121.765,3	64,50
2006	3.399.426,4	74,88	10.369.983,8	89,00
2007	2.708.723,5	61,45	9.656.675,3	85,73
2008	3.515.485,9	78,90	10.488.288,9	90,10
2009	2.821.494,7	57,30	10.153.593,5	92,20
2010	4.263.040,8	77,30	10.280.766,5	96,40
2011	4.654.487,0	89,60	11.007.301,4	99,10
2012	5.395.561,3	97,26	10.645.229,0	91,90
2013	3.947.626,4	71,20	10.692.555,3	90,20
2014	4.989.574,6	88,71	10.443.677,2	87,90
2015[4]	4.548.092,0		10.746.531,0	
Total	**90.989.704,2**		**137.637.283,4**	

Fonte:
Notas: [1] Angra 1 – Fase 1: problemas operacionais.
[2] Angra 1 – Fase 2: após solução dos problemas operacionais.
[3] Angra 1 – Fase 3: após cisão com Furnas e fusão com Nuclen.
[4] Previsão.

Angra 3, em construção, tem previsão para alcançar 1,4 GW de potência, porém a retomada da construção depende da busca de financiamento de parceria privada. Logo, a conclusão foi adiada para 2026. A Eletronuclear estima que para concluir o empreendimento serão necessários recursos da ordem de R$ 17 bilhões, sendo que os aportes já realizados foram de cerca de R$ 13 bilhões. A manutenção do controle estatal de 51% é factível uma vez que, pelos cálculos da estatal, o índice total de conclusão era de 67%, em 2015. As negociações, em 2018, envolviam a empresa russa Rosatom, a chinesa CNNC e o consórcio franco-japonês EDF/Mitsubishi.

Certamente, a usina de Angra 3 vai passar por reavaliações, pois longo tempo transcorreu desde a elaboração do projeto original. Aperfeiçoamentos relevantes têm sido obtidos em relação a tecnologia de obtenção de energia nuclear. Alguns desses avanços podem ser considerados disruptivos, mas referem-se ao processo de fusão nuclear. A modernização deve levar em conta a economicidade na manutenção da operação, redirecionando para uma concepção ambientalmente ainda mais segura. O detalhamento das tecnologias mais utilizadas e das perspectivas futuras pode ser encontrado na próxima seção.

FIGURA 12
Principais características das usinas nucleares de Angra



Angra 1	
Fabricante	Westinghouse (EUA)
Tipo	PWR
Potência	640 MW
Construção (início)	1971
Operação Comercial	1985
Montante Gerado (2010)	4.201 GWh
Fator de Capacidade	78%

Angra 2	
Fabricante	SIEMENS/KWU (ALE)
Tipo	PWR
Potência	1350 MW
Construção (início)	1976
Operação Comercial	2001
Montante Gerado (2010)	9.597 GWh
Fator de Capacidade	87%

Angra 3	
Fabricante	AREVA
Tipo	PWR
Potência	1.405 MW
Construção (início)	2007 (CNPE)
Operação Comercial	2019 (PDE 2024)

Fontes: Eletrobras Termonuclear e EPE (2016b).

4.5 Investimento, financiamento e tarifação

Esta seção e a seguinte complementam o estudo de forma singela, apresentando uma visão abrangente de fatores econômicos e financeiros que, na prática, têm o condão de determinar a resiliência do setor de energia.

4.5.1 Investimento

Os investimentos previstos com os leilões de geração de energia nova promovidos pela ANEEL somaram cerca de R$ 230 bilhões, entre 2005 e 2018, sendo aproximadamente 33% de fonte eólica, seguida de hidrelétrica com 32%, térmica com 25,8% e solar com 9,2%. Os leilões incluíram energia de reserva de fontes alternativas e energia nova A3, A4, A5 e A6, com diferentes limites para cronogramas de implantação. Os investimentos estruturantes ocorridos neste período foram as UHEs de Santo Antônio em 2007, Jirau em 2008 e Belo Monte em 2009. As UTEs à biomassa do sistema isolado tiveram licitação em 2010, enquanto aquelas movidas a óleo combustível e diesel foram contratadas entre 2006 e 2008. Existem cerca de 4.500 agentes geradores das diversas fontes de energia em todo o país, incluindo autoprodutores, concessionários, permissionários e produtores independentes.

TABELA 39
Evolução de investimentos previstos nos leilões de geração por fonte (2005-2018)
(Em R$ milhões)

Fonte	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	**Total**
CGH	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	495,78	8,07	123,37	**627,22**
EOL	0	0	0	0	9.377,85	8.779,15	11.051,55	853,66	17.530,21	8.635,76	4.799,09	0	8.324,53	6.463,95	**75.815,75**
PCH	0	8,22	188,34	0	32,41	1.177,43	0	0	2.491,81	266,93	1.563,94	6.471,11	711,44	839,44	**13.751,07**
UFV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.144,23	8.658,78	79,48	4.079,91	4.283,76	**21.246,16**
UHE	2.949,05	1.456,98	9.495,38	9.790,04	19.018,12	7.662,34	2.166,28	1.099,43	4.248,78	81,29	1.092,80	0	0	0	**59.060,49**
UTE	1.524,81	3.065,38	7.693,84	17.233,70	126,48	1.533,19	3.153,10	0	2.375,09	11.478,61	3.997,38	615,54	5.233,54	1.251,35	**59.282,00**
Total	**4.473,86**	**4.530,58**	**17.377,56**	**27.023,74**	**28.554,86**	**19.152,11**	**16.370,94**	**1.953,09**	**26.645,88**	**24.606,81**	**20.111,99**	**7.661,91**	**18.357,49**	**12.961,87**	**229.782,68**

Fonte: ANEEL - planilha de resultado dos leilões (2018).

No segmento de transmissão, são cerca de 100 agentes operadores. Os leilões de empreendimentos que se estenderam de 2000 a 2018 reuniram R$ 16,5 bilhões em propostas de Receita Anual Permitida, com deságio médio de 26%, em 98 mil km de extensão. Os investimentos estimados apenas com os leilões de 2018 somam aproximadamente R$ 15 bilhões, em 8 mil km.

Os investimentos na rede de distribuição correspondentes à expansão, melhoria, renovação da infraestrutura, programa LpT, obra de participação financeira e planejamento setorial foram de aproximadamente R$ 15,8 bilhões, em 2017, para cerca de 90 distribuidoras que operam em todo o país. Apenas no programa LpT foram investidos cerca de R$ 1 bilhão, em 2017. De acordo com o Plano de Desenvolvimento da Distribuição, Aneel 2018, os investimentos totais planejados para o período de 2017 a 2022 seriam de cerca de R$ 90 bilhões.

Cerca de uma centena de grupos empresariais investem na produção de óleo e gás no país, operando cerca de 600 poços em plataformas *offshore* convencionais (39% da produção), 90 poços no pré-sal (53% da produção) e cerca de sete mil poços *onshore* (8% da produção), dados de junho de 2018 da ANP. As rodadas de leilões, anteriores a 2016, envolveram a produção de 27 plataformas, com investimentos nominais da ordem de R$ 520 bilhões. Em termos de arrecadação seriam R$ 1.800 bilhões. Entre 2017 e 2018, os investimentos potenciais chegariam a R$ 320 bilhões, que somados a 2019, acumulariam R$ 500 bilhões em mais 22 plataformas. Os investimentos com excedente de cessão onerosa em 17 plataformas alcançariam R$ 420 bilhões e com fração recuperada mais R$ 360 bilhões. O investimento médio em obrigações P&D do setor de O&G foi de R$ 1.037 milhões/ano, entre 2008 e 2017, dados ANP.

Buscando investigar um pouco mais sobre o perfil dos investidores descobre-se que, entre as empresas internacionais, as chinesas têm a liderança global em energia renovável, com cerca de £ 300 bilhões aplicados, entre 2016 e 2020,[32] sendo que os números podem representar 13 milhões de empregos adicionais no período. As empresas estatais Chinese National Petroleum Corporation (CNPC), China Petrochemical Corporation (Sinopec) e China National Offshore Oil Corporation (CNOOC) deram alguns sinais de vitalidade, em 2010, quando investiram aproximadamente US$ 16 bilhões em O&G na América Latina, segundo IEA (2011b), com a Sinopec e a CNPC ocupando a 7ª e 10ª, posições no ranking global, respectivamente.

A sustentabilidade dos negócios chineses tem sido questionada pelos economistas há pelo menos uma década, devido aos altos valores das propostas apresentadas em leilões e da exposição ao risco. As estatais têm objetivos comerciais próprios, um tanto quanto descolados da pretensão governamental, que considera os investimentos no exterior com reservas. O temor seria com a alavancagem dos empreendimentos, que poderia provocar risco de insolvência quando o preço da commodity estiver em baixa. A reputação das estatais chinesas também poderia ser abalada pela inexperiência em tratar de questões relativas à responsabilidade social e ambiental.[33] Entretanto, o que se viu durante a janela de tempo em questão, foi a ameaça financeira/imobiliária gerada com a crise do *subprime*, entre 2007 e 2008.

32. The Guardian, em 5 jan. 2017, *China to invest £ 292 bn in renewable power by 2020*, disponível em: <https://goo.gl/9bHPKA>.
33. Ma, X. *Chinese National Companies' Overseas investiment*: myth and reality. International Association for Energy Economics, 2007.

Entre 2003 e 2017, as empresas chinesas investiram US$ 46,4 bilhões nos setores de energia e mineração brasileiros.[34] A State Grid e a China Three Gorges somam investimentos superiores a R$ 30 bilhões, com atuação mais significativa no segmento geração de eletricidade. A State Power Investment Corporation (SPIC), interessada em empreendimentos de porte, arrematou a UHE São Simão ao ofertar R$ 7 bilhões em outorga, 70% financiados por bancos internacionais.

A State Grid Corporation of China (SGCC) tornou-se a principal empresa privada em transmissão, controlando 23 concessionárias, com 10 mil km de linhas em operação e 6 mil km em construção, em doze estados. A aquisição de 55% do controle da empresa CPFL distribuição de energia, por R$ 15 bilhões, rendeu a participação em 14% do mercado. A CPFL tem capacidade instalada de 3.192 MW em fontes limpas e renováveis. Em 2014 e 2015, a State Grid respondeu por R$ 2,6 bilhões e R$ 7 bilhões, nos leilões do primeiro e segundo bipolos para escoamento da energia da UHE de Belo Monte, em parceria com Furnas e Eletronorte.

A China Three Gorges (CTG), responsável por 17 hidrelétricas, ingressou no mercado nacional em 2013, sendo a segunda maior geradora com parceria privada. As maiores participações estão na UHE de Santo Antônio do Jari (PA/AP) com 50%, Cachoeira Caldeirão (PA) com 50% e São Manoel (MT) com 33%. Em 2015, a CTG comprou as usinas de Salto (GO) e Garibaldi (SC) da empresa Triunfo Participações. Ilha Solteira e Jupiá, em São Paulo, foram adquiridas em 2016, por R$ 14 bilhões, com programação para aplicação de R$ 3 bilhões nos próximos dez anos. Nesse mesmo ano, a chinesa herdou 8,27 GW de capacidade instalada da empresa Duke Energy do Brasil. A CTG também investiu em onze parques eólicos, por meio da participação de 49% da EDP, com capacidade instalada de 84 MW e mais 236 MW em desenvolvimento.

Nos leilões de 2014 e 2015, a empresa italiana Enel Green Power comprometeu-se a investir cerca de US$ 2 bilhões, para ampliar a capacidade das renováveis em 1.249 MW, em empreendimentos *greenfield* de três parques eólicos e quatro fazendas solares. A Enel tem capacidade de 401 MW de energia eólica, 170 MW de solar e 1.270 MW de hidrelétricas. Os projetos em execução referem-se a 442 MW em eólicas e 649 MW em solar. A planta solar de Nova Olinda (PI) deverá ser uma das maiores da América

34. Secretaria de Assuntos Internacionais – SEAIN/MPDG, Boletim bimestral sobre investimentos chineses no Brasil, nov./dez. 2017.

Latina, com capacidade 292 MW. A segunda maior usina solar da Enel é a de Ituverava (BA) com 254 MW. O Complexo Fontes (PE), primeiro parque híbrido inaugurado no país compreende a geração solar (11 MW) e eólica (80 MW) complementares, pois alternam a produção em diferentes períodos do dia, reduzindo os custos de conexão. A Enel comprou 21 lotes da Celg-D, em leilão de transmissão por R$ 2,1 bilhões.

A francesa EDF EN, subsidiária de energias renováveis do Grupo Electricite de France, tem investimentos que somam R$ 3 bilhões no Brasil. A empresa tem parceria com a Canadian Solar no complexo solar de Pirapora 1 (191 MWp), Pirapora 2 (115 MWp) e Pirapora 3 (90 MWp) – MG. Os investimentos em 39 projetos de P&D aproximam-se dos R$ 35 milhões. Em energia eólica as inversões foram concentradas nos parques Ventos da Bahia 1 e 2.

A Eletrobras por sua vez, endividada, pretende desfazer-se de ativos. Hoje, a estatal conta com cerca de 170 SPEs para geração eólica e linhas de transmissão, que podem ser vendidas por cerca de R$ 5 bilhões. O leilão, realizado em outubro de 2018, vendeu 11 lotes dos 18 ofertados, por R$ 1,3 bilhão. Até 2018, a Eletrobras tinha participação nas distribuidoras do Norte e Nordeste, que operavam com *deficit*, sendo que a Amazônia Energia representa mais de 70% do passivo. A desverticalização da Eletrobras, com a separação distribuição-geração e venda da distribuição, estava programada há pelo menos duas décadas.

Passada esta fase, o próximo passo inclui a redução de capital do governo na estatal para oferta de ações ao mercado na bolsa de valores, sendo que geração e transmissão permaneceriam com a empresa. Os investimentos da Eletrobras deverão ser 30% inferiores, aos R$ 50 bilhões previstos entre 2017 e 2021. A dívida da Eletrobras com a Petrobras é de cerca de R$ 16 bilhões, devido à compra de óleo combustível para alimentar as termelétricas que abastecem a região Norte. Aproximadamente 60% dessa dívida tem cobertura garantida pela conta de encargos. Segundo a ANEEL, a Eletrobras tem R$ 3,7 bilhões a receber da conta de consumo de combustíveis, para o período entre 2009 e 2016. Portanto, uma compensação para fechamento de contas seria esperada.

Com relação a óleo e gás, os investimentos estrangeiros também ganharam maior relevância com a diminuição de capacidade de investimento da Petrobras. Têm-se 20% do megacampo de Libra arrematados pelas chinesas CNPC e CNODC, em 2013, além de negociações, com participação do capital estrangeiro (CNPC), para finalizar as obras do Comperj. Outras aquisições chinesas compreendem a participação de 40% da

Sinochem no campo de Peregrino com a Statoil (60%), por US$ 3,07 bilhões, em 2010. A Sinopec comprou 30% da Galp Energia, empresa portuguesa, além de ser associada à Repsol espanhola por US$ 7,1 bilhões, 40% da subsidiária com empreendimento na bacia do Espírito Santo. O Banco de Desenvolvimento Chinês emprestou US$ 10 bilhões à Petrobras em 2009.

A Statoil comprou a participação da Petrobras no bloco Carcará por US$ 2,5 bilhões. No campo de Peregrino, está montando a terceira plataforma. A anglo-holandesa Shell, parceira em Libra pré-sal na bacia de Santos tem planos para US$ 10 bilhões para os próximos dez anos. A francesa Total também parceira em Libra investiu US$ 2,2 bilhões em térmicas e terminal de regaseificação na Bahia, duas áreas do pré-sal e prevê investimentos de mais US$ 1,25 bilhão. Nos leilões de 2017 e 2018, a empresa Exxon Mobil foi destaque com investimentos de R$ 6,7 bilhões, em 20 blocos.

A Petrobras vendeu malha de gasodutos no Sudeste, a Nova Transportadora Sudeste (NTS), para consórcio liderado pela canadense *Brookfield Infrastructure and Partners*, por US$ 5,2 bilhões, em 2016. A Gaspetro teve 49% das ações vendidas para a Mitsui, por R$ 1,9 bilhão, em 2015. A Petrobras vendeu a Distribuidora Liquigás para o Grupo Ultra – Ultragás por R$ 2,8 bilhões, que passou a ter 45,5% do mercado. As empresas passíveis de privatização, com a concordância dos estados, são: MSGás (MS), Copergás (PE), Sulgás (RS), SCGás (SC), BR-ES, Potigás (RN), PBGás (PB), sendo que as maiores distribuidoras de gás canalizado do país são a Comgás e Ceg com fatia de mercado de 20%.

A exploração de hidrocarbonetos na bacia do Solimões tem sido realizada pela empresa russa Rosneft, que adquiriu a participação da PetroRio, em 2015. A empresa contratou a Queiroz Galvão (óleo e gás) e a Schlumberger para afretamento de sondas de perfuração para sondagem em dezoito blocos da bacia, com 37 mil km^2. As reservas estão estimadas em 700 milhões barris e onze acumulações foram descobertas.

4.5.2 Financiamento

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), que subsidia as fontes alternativas, prevê a obtenção de recursos junto ao BNDES, Banco do Nordeste, Banco do Brasil e Caixa Econômica Federal. Os projetos iniciados em 2006 deveriam estar prontos em 2011, mas houve prorrogação. A implantação de 144 projetos, totalizando 3.299 MW de capacidade instalada, sendo 1.191,24 MW provenientes de 63 PCHs, 1.422,92 MW de 54 usinas eólicas e 685,24 MW de 27 usinas a base de biomassa, com garantia de contratação por vinte anos pela Eletrobras.

De acordo com o *Relatório da Comissão de Infraestrutura do Senado*, o custeio do Proinfa tem sido difícil devido às dificuldades de financiamento dos empreendedores. Houve descontratações e novos arranjos societários foram necessários. Contudo, as compras sistemáticas de energia permitiram o desenvolvimento da cadeia produtiva de equipamentos eólicos, pois os bancos públicos concediam financiamento caso houvesse o índice de nacionalização de 60%. O BNDES criou o Plano de Nacionalização Progressiva para aerogeradores, que levou a indústria a investir R$ 500 milhões em produção e montagem. Atualmente, há sete fabricantes/montadoras de aerogeradores responsáveis por 80% da demanda nacional.

Entre 2006 e 2016, o custeio acumulado do Proinfa correspondeu a R$ 21,4 bilhões. O custo em 2016 foi de R$ 2,78 bilhões, sendo a divisão por fonte equivalente a PCH (48%), eólica (44%) e biomassa (7%). As cotas mensais, cobradas das tarifas aos consumidores (0,02%), são primeiramente recolhidas por distribuidoras (90%), transmissoras (7%) e cooperativas permissionárias (3%) para, posteriormente, serem repassadas à Eletrobras. O cálculo das cotas foi definido com base no mercado verificado no SIN, no período de setembro de 2015 a agosto de 2016. Em 2017 e 2018, as cotas foram de R$ 3,3 bilhões e R$ 3,4 bilhões, respectivamente. Em 2019, o valor total das cotas para custeio do Proinfa será de R$ 4 bilhões, segundo a Aneel.

O fundo setorial, Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), é alternativa relevante para equilíbrio do sistema, via projetos de universalização, promoção de competitividade para carvão mineral, subsídios às famílias de baixa renda e aos sistemas isolados. O volume de recursos movimentado é significativo, sendo previstos cerca de R$ 20 bilhões, para 2018.

A CCEE passou a gerir a CDE a partir de 2017, contando com as fontes de recursos definidas pelo Decreto nº 9.002/2017, quais sejam: *i*) pagamentos anuais a título de uso de bem público (UBP); *ii*) pagamentos de multas aplicadas pela Aneel; *iii*) pagamentos de quotas anuais efetuadas pelos agentes comercializadores de energia elétrica; *iv*) transferências de recursos da União; *v*) transferências de RGR; *vi*) saldos de exercícios anteriores; *vii*) juros de mora e multas aplicados nos pagamentos em atraso a CDE; e *viii*) rendimentos financeiros dos recursos.

TABELA 40
Orçamento anual da CDE (2013-2016)
(Em R$ milhões)

Despesas	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Revisão 2018 AP	Revisão 2018 Final	Variação	
						(A)	(B)	(C)	(C) / (A)	(C) / (B)
Restos a pagar		1.627	3.000			1.061	1.061	1.061	0%	0%
Universalização - PLPT + Kit Instalação	2.027	875	875	973	1.172	1.172	1.172	941	-20%	-20%
Tarifa Social - Baixa Renda	2.200	2.099	2.166	2.239	2.498	2.440	2.440	2.440	0%	0%
Carvão Mineral Nacional	1.004	1.123	1.216	1.005	909	752	752	850	13%	13%
CCC - Sistemas Isolados	4.043	4.658	7.223	6.339	5.056	5.346	5.346	5.849	9%	9%
Descontos Tarifários na Distribuição	4.461	4.092	5.454	6.156	6.051	6.944	8.362	8.362	20%	0%
Descontos Tarifários na Transmissão					288	503	328	362	-28%	10%
Subvenção Cooperativas										
Fontes Renováveis e Gás Natural										
Qualificação de mão de obra técnica										
Custos de Administração CCEE					15	9	9	9	0%	0%
Reserva Técnica										
Indenização de Concessões		3.179	4.898	1.242						
Subvenção Regime Tributação Especial	386	389	389	310		155	155	179	15%	15%
Verba MME		31	24	27						
Reserva Técnica						460	0	0	-100%	-
Total	**14.121**	**18.073**	**25.245**	**18.291**	**15.989**	**18.843**	**19.625**	**20.053**	**6%**	**2%**

Receitas	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Revisão 2018 AP	Revisão 2018 Final	Variação	
						(A)	(B)	(C)	(C) / (A)	(C) / (B)
Saldo em Conta	3.786		435	64	714	0	0	0	-	-
UBP	674	558	585	612	668	672	672	672	0%	0%
Multas	177	218	127	180	176	214	214	214	0%	0%
Recursos da União	8.460	11.805				0	0	0	-	-
Recursos da RGR		2.295	1.974	2.002	1.210	1.307	541	478	-63%	-12%
Outras disponibilidades		1.498	69	108	184	631	734	734	16%	0%
Quotas CDE - Energia (Dec 7.945/2013)			3.137	3.472	3.690	3.796	3.796	3.796	0%	0%
Quotas CDE - Uso	1.024	1.700	18.920	11.853	9.348	12.223	13.670	14.160	15%	4%
Total	**14.121**	**18.074**	**25.247**	**18.291**	**15.990**	**18.843**	**19.625**	**20.053**	**6%**	**2%**

Fonte: ANEEL. Disponível em: <https://goo.gl/UyPg1k>.

A Lei nº 13.203/2015 autorizou o BNDES a aplicar taxas diferenciadas aos projetos de eficiência energética e de geração distribuída por fontes renováveis em universidades, escolas técnicas federais e hospitais públicos. O Projeto de Eficiência Energética tem ênfase no gerenciamento energético e na substituição de energia fóssil por energia

renovável. Os grandes projetos de energia solar podem ter o limite de financiamento de até 80% do valor do projeto, concedido pelo BNDES, mas a regra de conteúdo nacional dificilmente é alcançada. No período entre 2008 e 2015, o setor transporte foi o que mais recebeu financiamentos do BNDES, seguido pelo setor de energia, construção e telecomunicação. Em 2014, a CEF incluiu aerogeradores e equipamentos de geração fotovoltaica na lista de itens financiáveis do Construcard.

Os fundos de investimento em renováveis colocam títulos verdes no mercado de renda fixa, sendo as debêntures certificadas internacionalmente para lastrear projetos de energia sustentável no longo prazo. Em 2018, o Fundo Clima (MMA) ofereceu R$ 448 milhões para financiamento de instalações em energias renováveis, com taxa de juros de 4% a.a. Desde a criação em 2009, o Fundo Clima previa investimentos de R$ 560 milhões, sendo 80% concretizados. O fundo verde denominado Fundo de Energia Sustentável do BNDES investe em debêntures incentivadas para projetos de infraestrutura de baixo carbono. O patrimônio do fundo deve chegar a R$ 500 milhões no prazo de 15 anos, contando com até 50% de participação da BNDESPAR. A Vinci Partners foi escolhida para ser a gestora do fundo.

Enfim, os desafios para financiamento da infraestrutura no longo prazo são bem conhecidos dos investidores e incluem: o fortalecimento do mercado de capitais, a expansão das debêntures de infraestrutura (fatia de 5% do mercado de debêntures), os incentivos aos projetos *greenfield*, uma maior presença de investidores institucionais, a expansão das garantias por fiança e os empréstimos ponte.

4.5.3 Tarifação

A Lei nº 8.631/1993 fixou os níveis de tarifa para o serviço público de EE por empresa, conforme as características específicas de cada área de concessão, como o número de consumidores, extensão da rede de transmissão e distribuição, custo da energia comprada e tributos estaduais. A proposta de tarifa a ser cobrada do consumidor é feita pela concessionária ao poder concedente, que homologa em quinze dias. Além dos custos específicos de cada concessionária, entram os custos de geração e transporte de Itaipu Binacional, as quotas anuais da RGR, o rateio dos custos com combustíveis e as compensações financeiras pelo uso do recurso hídrico.

Atualmente, os Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret) regulamentam o processo tarifário, tendo sido aprovado pela Resolução Normativa da ANEEL

nº 435/2011. A regulação está organizada em módulos que tratam dos componentes da tarifa, como parcelas relativas ao custo da energia disponível para venda, custos de comercialização, encargos setoriais, revisão e reajuste de tarifa.

A estrutura tarifária dos consumidores é dividida por nível de tensão e classe de consumo. O grupo A, com tensão superior a 2,3 KV, estrutura tarifária binômia, pode optar pela tarifa horossazonal, convencional com ou sem diferenciação por horário de consumo; e o grupo B, com tensão inferior a 2,3 KV, tem estrutura tarifária monômia.

TABELA 41
Estrutura tarifária

	Subgrupo	Classe
Grupo A	A1	Maior que 230 kV
	A2	De 88 a 138 kV
	A3	69 kV
	A3a	De 30 kV a 44 kV
	A4	De 2,3 kV a 25 kV
	AS	Subterrâneo
Grupo B	B1	Residencial e baixa renda
	B2	Rural
	B3	Industrial, comercial e serviços
	B4	Iluminação pública

Fonte: ANEEL.

As modalidades tarifárias de consumo de EE e demanda de potência ativa estão divididas em azul, verde, convencional binômia, convencional monômia e branca.

1) A modalidade tarifária azul é aplicada às unidades consumidoras do grupo A, com tarifas diferenciadas de acordo com as horas de utilização do dia e o período do ano, bem como de tarifas diferenciadas de demanda de potência de acordo com as horas de consumo do dia.
2) A modalidade verde também é aplicável ao grupo A, com tarifas diferenciadas de consumo de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, assim como uma única tarifa de demanda de potência.
3) A modalidade convencional binômia, preços aplicáveis ao consumo de EE ativa de alta tensão – grupo A, independentemente das horas de utilização do dia.
4) A modalidade convencional monômia, unicamente para o consumo de EE ativa de baixa tensão – grupo B, corresponde aos custos de energia comprados da distribuidora, aos investimentos, à operação e à manutenção da rede, sem diferenciação horária.

5) A modalidade branca funciona para o grupo B, exceto B4 e baixa renda, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de EE, de acordo com as horas do dia. O cronograma de implantação da modalidade tarifária estabelece que consumo com média mensal maior que 500 kWh foi efetivado em 2018; para consumo superior a 200 kWh em 2019; e sem limite de consumo em 2020. Em dias úteis, existem três faixas de preço: ponta (três horas consecutivas), intermediária e fora de ponta.

O Decreto nº 8.401/2015 criou a Conta Centralizadora de Recursos de Bandeiras Tarifárias (CCRBT), para cobertura de custos com a contratação de termelétrica. O sistema funciona para todos os consumidores cativos, exceto áreas isoladas, com quatro patamares de bandeira, quais sejam: verde, amarela, vermelha 1 e 2. A verde indica condições favoráveis para geração de energia; a amarela – condições menos favoráveis; e vermelha – condições críticas. A ANEEL faz indicação da bandeira mensalmente. Os valores das bandeiras de novembro de 2017: amarela no valor de R$ 1,00; vermelha no patamar 1, R$ 3,00; e vermelha no patamar 2, R$ 5,00, a cada 100 kWh consumidos e frações.

Os recursos da Conta Bandeiras são alocados prioritariamente para cobertura dos itens da Parcela-A, que incorpora os custos não gerenciáveis da concessionária de distribuição, como compra e transporte de energia, além de encargos setoriais determinados pelo governo. A Parcela-B considera custos gerenciáveis relacionados à distribuição, como custos operacionais e remuneração de investimentos.

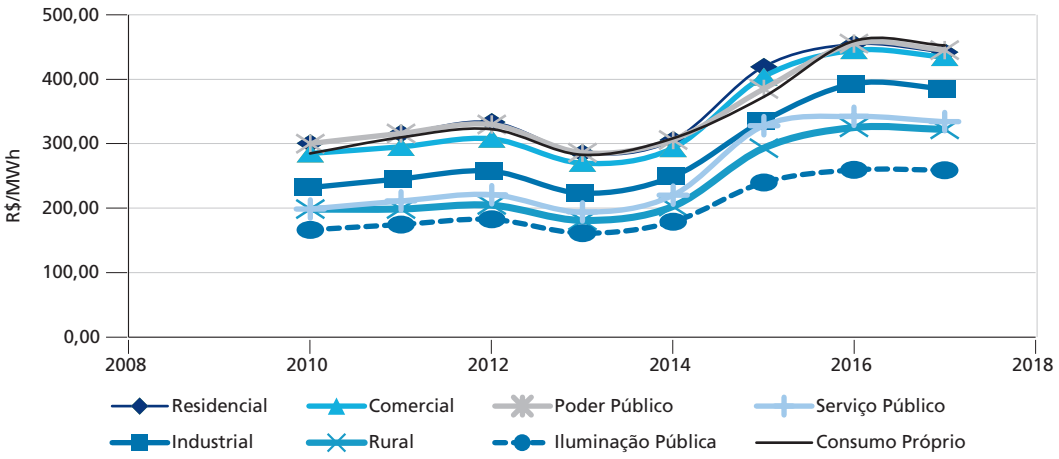
TABELA 42
Evolução das tarifas médias por classe de consumo (2010-2017)
(Em R$/MWh)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Residencial	300,56	315,64	333,44	285,24	305,35	419,31	454,33	441,87
Industrial	231,89	245,54	257,33	223,19	249,01	335,31	392,94	385,25
Comercial	284,82	295,16	307,52	269,85	293,05	403,75	444,78	434,31
Rural	198,47	198,73	204,58	181,00	202,56	292,96	325,04	322,04
Poder público	300,22	315,87	329,72	286,11	305,96	384,66	455,18	445,20
Iluminação pública	166,38	174,64	182,54	161,27	178,87	239,69	259,36	259,00
Serviço público	198,69	210,99	220,98	193,88	219,89	327,69	342,19	333,87
Consumo próprio	284,82	309,73	322,51	282,80	308,23	372,46	459,39	452,35

Fonte: ANEEL e Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2017 da EPE.

O risco hidrológico repactuado de energia contratada no ACR é coberto pela CCRBT, desde que sejam observadas algumas contrapartidas. A variação das tarifas devido à falta episódica de chuvas tem impactado o sistema em pelo menos R$ 5 bilhões durante os últimos anos, segundo a ANEEL. O montante deve corresponder ao limite máximo de déficit de energia de 5%.

GRÁFICO 17
Evolução das tarifas médias por classe de consumo (2010-2017)
(Em R$/MWh)



Fonte: ANEEL e Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2017 da EPE.

4.6 Custos, tributos e encargos

4.6.1 Custos

Estimativas recentes de custo de desenvolvimento e instalação de diferentes tecnologias de geração de EE foram elaboradas pela Administração de Informação de Energia dos Estados Unidos (US Energy Information Administration – EIA), em 2018. A comparação da competitividade e de desempenho de plantas de geração, com e sem dispositivos de sequestro e estoque de carbono, *carbon capture and storage* (CCS) pode servir de subsídio para a estruturação de experimentos de modelagem, considerando diversos estágios de evolução tecnológica. Os custos variam conforme a escala, localização e acesso à infraestrutura básica das usinas, incluindo interconexão de rede, transporte e suprimento de combustível.

Os custos considerados foram de construção da estrutura; instalação e suprimento de equipamentos mecânicos; controle e instrumentação elétrica; planejamento de projeto; além dos custos de O&M. As tecnologias analisadas incluíram duas usinas a carvão, três a gás natural, duas com turbinas à combustão, três de energia solar e duas para eólica, biomassa, resíduo, geotermal, hidrelétrica, nuclear avançada, célula de combustível e armazenamento de energia. A comparação entre as diferentes tecnologias aplicada aos Estados Unidos permitiu a elaboração do modelo nacional de energia, denominado, em inglês, *National Energy Model System* (NEMS).

A tecnologia de Usinas à Carvão, com dispositivo de captura e armazenamento de carbono em maior e menor grau, foi adicionada para reforçar o padrão estabelecido pela Agência de Proteção Ambiental (EPA) americana. As Usinas a Gás Natural de Ciclo Combinado Convencional (NGCC) e Avançado (ANGCC) vêm apresentando aumento na capacidade instalada, sendo correspondente a 702 MW e 429 MW, respectivamente. As Usinas Eólicas Onshore apresentaram redução de 10% do custo entre 2016 e 2017, principalmente devido aos preços das turbinas. As Usinas Solar Fotovoltaicas fixas reduziram 30% dos custos, enquanto as fotovoltaicas rastreadoras diminuíram 17%. Os custos com armazenamento em baterias decresceram cerca de 20%, no período.

As tecnologias foram pesquisadas em 64 regiões metropolitanas dos Estados Unidos e agregadas em 22 regiões modulares de mercado de eletricidade, para ajustamento de custos regionais, resultando nos dados apresentados na tabela 43.

TABELA 43
Características de custos e desempenho por tecnologia de geração – Estados Unidos (2017)

	Características da usina		Custos da usina (US$ 2017)		
Tecnologia	Capacidade nominal (MW)	Taxa de aquecimento (BTU/KWh)	Custo de capital (US$/KW)	Fixos O&M (US$/kW/a)	Variável O&M (US$/MWh)
Carvão com 30% de CCS	650	9.750	5.089,00	70,70	7,17
Carvão com 90% de CCS	650	11.650	5.628,00	82,10	9,70
Ciclo combinado a gás/óleo convencional (NGCC)	702	6.600	982,00	11,11	3,54
Ciclo combinado a gás natural avançado (ANGCC)	429	6.300	1.108,00	10,10	2,02
CC gás natural avançado com CCS	340	7.525	2.175,00	33,75	7,20
Turbina à combustão (CT)	100	9.880	1.107,00	17,67	3,54
Turbina à combustão avançada (ACT)	237	9.800	680,00	6,87	10,81
Célula de Combustível	10	9.500	7.132,00	0,00	45,65
Nuclear avançada (A.N.)	2234	10.460	5.946,00	101,28	2,32
Geração Distribuída - base	2	8.969	1.553,00	18,52	8,23
Geração Distribuída - pico	1	9.961	1.866,00	18,52	8,23
Armazenamento bateria	30	nd	2.170,00	35,60	7,12
Biomassa (BBFB)	50	13.500	3.837,00	112,15	5,58
Geotermal	50	9.271	2.746,00	119,87	0,00
Gás de resíduo	50	18.000	8.742,00	417,02	9,29
Hidrelétrica convencional	500	9.271	2.898,00	40,05	1,33
Eólica em terra (WN)	100	9.271	1.657,00	47,47	0,00
Eólica offshore	400	9.271	6.454,00	78,56	0,00
Fotovoltaica termal	100	9.271	4.228,00	71,41	0,00
Fotovoltaica rastreadora	150	9.271	2.100,00	22,02	0,00
Fotovoltaica fixa	150	9.271	1.851,00	22,02	0,00

Fonte: EIA (2018).
Disponível em: <https://goo.gl/Vvy9wt>.

O Instituto Escolhas reavaliou e atualizou o custo final de energia para as tecnologias apresentadas no PDE-2026, no estudo intitulado *Quais os reais custos e benefícios das fontes de geração elétrica no Brasil?*, de 2018. A metodologia inclui o computo de: *i*) custos de investimentos e operações, *ii*) serviços de modulação, sazonalidade, robustez, confiabilidade; *iii*) custos de infraestrutura produzidos ou evitados pelo gerador; *iv*) subsídios e isenções; e, *v*) custos ambientais relativos a GEE.

Os resultados mostram custos por região e tecnologia: *i*) termelétrica a gás natural ciclo combinado inflexível no Nordeste (R$ 346/MWh); *ii*) termelétrica a gás natural ciclo combinado flexível no Sudeste (R$ 216/MWh); *iii*) termelétrica a gás natural ciclo aberto flexível no Sudeste (R$ 412/MWh); *iv*) gás natural liquefeito ciclo combinado flexível no Sudeste (R$ 166/MWh); *v*) usina eólica no Nordeste (R$ 195/MWh); *vi*) usina eólica no Sul (R$ 244/MWh); *vii*) PCH no Sudeste (R$ 285/MWh); *vii*) biomassa no Sudeste (R$ 168/MWh); *ix*) solar no Nordeste (R$ 293/MWh); e, *x*) solar no Sudeste (R$ 328/MWh). Sem especificação de região, o custo da energia produzida por usina hidrelétrica foi avaliado em R$ 286/MWh.

A EPE apresentou custos por tecnologia, atendendo a demanda do TCU, nos relatórios de Energia Renovável e Energia Termelétrica, elaborados em 2016. O custo nivelado é calculado pela soma dos custos totais de combustível, O&M e investimentos, descontada ao valor presente, dividido pela quantidade de energia produzida, ajustada ao valor econômico no período de tempo de produção da usina geradora. A avaliação da *proxy* da relação custo-benefício é possível com o levantamento da receita obtida com a produção da eletricidade ao longo da vida útil do empreendimento. Os custos nivelados da bioeletricidade são menores, com variação de mínimo de US$ 11/MWh, para bagaço, até máximo de US$ 94/MWh, no caso de resíduos agrícolas.

TABELA 44
Principais custos de geração de energia por tecnologia – Brasil (2014)

						Térmicas a gás ciclo		
	Maré	Onda	Eólica[1]	Fotovoltaica	Heliotérmica	Simples	Combinado	Nuclear
Custo de investimento (US$/kW)	4.500-6.000	6.800-9.000	1.100-2.380	1.400-2.100	6.800-12.800	600-1.000	900-1.300	4.200-8000
Custo O&M fixo (US$/kW/ano)	100	200	36	19	70	13	18	15
Custo O&M variável (US$/MWh)	0	0	0	0	3	4	6	9
Potência típica (MW)	250	100	30	25	100	470[2]	700[2]	1.000

(Continua)

(Continuação)

						Térmicas a gás ciclo		
	Maré	Onda	Eólica[1]	Fotovoltaica	Heliotérmica	Simples	Combinado	Nuclear
Vida útil (anos)	50	20	20	25	25	30	30	60
Tempo de construção (anos)	6	2	2	1	3	2	3	7
Fator de capacidade médio (%)	25	30	43	24	41	30	70	85
Taxa de desconto (% a.a.)	8	8	8	8	8	8	8	8
Custo nivelado (US$/MWh)	214-270	340-425	40-74	71-103	200-356	127-140	84-90	200-500[3]

Fonte: EPE (2016b; 2016f).
Notas: [1] Taxa de câmbio R$ 2,35.
[2] Potências atribuídas.
[3] Custo de descomissionamento.
Obs.: Valores com base em 2014.

A organização não governamental (ONG) WWF avaliou custos por tecnologia no relatório intitulado *Além de Grandes Hidrelétricas: políticas para fontes renováveis de energia elétrica no Brasil*, de 2012. A comparação foi elaborada a partir das informações da IEA e dos valores negociados no leilão de energia nova A5 e A3, para UHE e PCH em 2010, e A3, para eólica de 2011, no Brasil. Para biomassa, o cálculo foi elaborado com base nos leilões de A3 de 2010 e 2011. Os custos das usinas nucleares foram adaptados da IEA de 2010, assim como, os custos das termelétricas a gás natural de ciclo combinado e das usinas a carvão pulverizado (tabela 45).

TABELA 45
Comparação de custos de geração de energia – Brasil (2012)

Fonte	Custo de instalação (R$/kW)	Custo nivelado mínimo (R$/MWh)	Custo nivelado máximo (R$/MWh)
UHE	3.450,00	60,63	101,35
PCH	5.000,00	112,47	161,96
Eólica	3.350,00	89,00	118,00
Biomassa (cana-de-açúcar)	3.000,00	91,00	131,00
Nuclear	3.000,00	155,00	192,68
Gás natural (ciclo combinado)	3.000,00	173,58	173,58
Carvão pulverizado nacional	2.750,00	133,55	133,55

Fonte: WWF (2012).
Obs.: Taxa de desconto de 10% a.a.

4.6.2 Tributos

Em 2016, a PricewaterhouseCoopers (PwC) e o Instituto Acende Brasil elaboraram estudo sobre a carga tributária e encargos setoriais em 45 empresas do segmento de eletricidade, que representavam 70% do mercado de geração, transmissão e distribuição. Os resultados da análise indicaram que R$ 88 bilhões foram pagos em tributos durante

2015, sendo 27,8% federais, 42,3% estaduais, 0,1% municipais e 29,8% de encargos setoriais. O percentual de carga tributária foi de 51,64% de receita operacional das empresas, de cerca de R$ 170 bilhões. O tributo que mais onera o setor é o ICMS, com aproximadamente 22% do faturamento. Quanto aos tributos federais, a Cofins representa 9,56% da receita. Com relação aos encargos, a CDE foi a mais significativa com 12,63% da receita bruta, naquele mesmo ano, ultrapassou o montante de R$ 21 bilhões.

O relatório de auditoria operacional TC-011.223/2014-6 comprova que, de fato, a estrutura tarifária de energia sofre acentuada tributação estadual. O valor correspondente à parcela B foi de R$ 32 bilhões, em 2012, enquanto o ICMS foi de R$ 65 bilhões. Em 2013, a parcela B foi de R$ 30 bilhões, enquanto o ICMS foi de R$ 44 bilhões. Ou seja, o montante pago em impostos é maior do que a prestação de serviços de fornecimento de energia da concessionária e maior do que o serviço de distribuição (parcela B). Os custos com ICMS e Pis/Cofins, em 2013, R$ 54 bilhões foram mais do que a metade da prestação de serviços das concessionárias juntas mais encargo, R$ 92 bilhões.

TABELA 46
Estruturação tarifária dos serviços de energia (2012-2013)

	2012		2013	
Itens	R$ bilhões	Participação com tributo (%)	R$ bilhões	Participação com tributo (%)
Geração de energia	48	27	51	35
Distribuição (Parcela B)	32	18	30	21
Encargos	13	7	7	4
Transmissão de energia	9	5	4	3
Total em tributo	102	56	92	63
Base cálculo tributo	182	100	146	100
ICMS	65	36	44	30
Pis/Cofins	15	8	10	7

Fontes: ANEEL e Relatório Operacional do TCU (TC 11.223/2014).

Porém, o gravame é amenizado em algumas circunstâncias específicas, como na aquisição de bens de capital para energias alternativas. O Convênio nº 101, de 1997, do Conselho Nacional de Política Fazendária (Confaz) e das Secretarias de Fazenda Estaduais, isenta do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços as operações envolvendo vários equipamentos destinados à geração de EE por células fotovoltaicas e por empreendimentos eólicos, com exceção de alguns equipamentos utilizados pela geração solar, como inversores e medidores.

Com relação aos tributos incidentes sobre a unidade que produz energia no sistema distribuído, o Confaz, em 2013, estabeleceu, a princípio, que a base de cálculo para o ICMS é toda a energia consumida que chega à unidade, sem compensação de energia produzida pelo gerador. Posteriormente, em 2015, o conselho emitiu outra resolução que autoriza às unidades federadas a conceder a isenção com relação às operações da energia compensada. No caso da incidência de PIS/Cofins sobre o produtor consumidor, a regra de 2015 estabelece que o imposto incida sobre a diferença entre energia consumida e energia injetada. Abriu-se uma janela temporária para diminuição do imposto de importação sobre bens e equipamentos para a geração solar, de 14% para 2%, com duração de um ano, promovida no âmbito do ProGD em 2015.

Os projetos destinados à geração de EE podem fazer uso das debêntures incentivadas, com isenção de Imposto de Renda sobre rendimentos para pessoa física adquirente dos recebíveis. A emissão de debêntures é feita por Sociedade de Propósito Específico (SPE). Os certificados de recebíveis imobiliários e as cotas de emissão de fundo de investimento em direitos creditórios, relacionados à captação de recursos, podem ter tratamento semelhante, caso os projetos sejam considerados prioritários pelo Poder Executivo.

O Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI*)* – Lei nº 11.488/2007 estabelece a suspensão da Contribuição para o Programa de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PIS/Pasep) e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (Cofins), no caso de venda ou de importação de máquinas, aparelhos, instrumentos e equipamentos novos, de materiais de construção e de serviços utilizados e destinados a obras de infraestrutura, entre as quais as usinas geradoras de energia solar, destinadas ao ativo imobilizado. O benefício é válido por cinco anos a partir da habilitação do projeto.

O Programa de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico da Indústria de Semicondutores (Padis) beneficia a produção de semicondutores e células de filme fino para a geração de EE, com redução a zero das alíquotas de PIS/Pasep e Cofins incidentes na venda no mercado interno ou de importação de máquinas, aparelhos, instrumentos e equipamentos, destinados ao ativo imobilizado da pessoa jurídica adquirente no mercado interno ou de importadora. O Padis também isenta da contribuição de intervenção no domínio econômico, para remessas ao exterior em pagamento de contratos relativos à exploração de patentes ou de uso de marcas e ao fornecimento de tecnologia e prestação de assistência técnica.

Projetos em setores prioritários, como o de energia, têm redução de Imposto de Renda de Pessoa Jurídica (IRPJ), quando localizados nas áreas de atuação da Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste (Sudene), da Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia (Sudam) e da Superintendência do Desenvolvimento do Centro-Oeste (Sudeco), (IN SRF 267/2002, seção II, art. 114º).

Com relação ao segmento de PCH e CGH, o tratamento é menos diferenciado, apesar da perspectiva promissora de expansão de energia limpa, com potencial para acréscimo de 15 GW de capacidade instalada. Mais importante, o setor caracteriza-se pela valorização que atribui à cadeia produtiva nacional, com necessidade de importação praticamente inexistente e potencial exportador. Logo, o segmento ressente-se da segregação tributária, pois os impostos pagos (45%) costumam ser mais que o dobro do que os tributos cobrados dos segmentos de energia eólica e solar (18%), segundo a AbraPCH.

A Lei nº 12.431/2011 criou o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento de Usinas Nucleares (Renuclear) e isentou a pessoa física que investe em debêntures de infraestrutura. O regramento incluiu também a isenção do PIS/Pasep e da Cofins incidentes sobre a receita bruta decorrente da venda de gás natural canalizado, destinado à produção de EE pelas usinas integrantes do Programa Prioritário de Termoeletricidade (PPT).

No segmento de O&G, a arrecadação com bônus de assinatura das rodadas de licitação é destinada aos cofres da União, que podem ser utilizados para fins diversos, inclusive para o Fundo Social conforme Lei de Partilha (Lei nº 12.351/2010). Durante os anos de 2017 e 2018, a receita com bônus foi de aproximadamente R$ 28 bilhões.

A arrecadação tributária por meio de energia não renovável estende-se aos *royalties* e as participações especiais. De acordo com o Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - 2018, da ANP, em 2016 foram arrecadados R$ 17,7 bilhões, sendo R$ 5,9 bilhões em participações especiais e R$ 11,8 bilhões em *royalties*, valores 48,2% e 14,7% inferiores em relação a 2015, respectivamente. Em 2017, a arrecadação com *royalties* e participações especiais cresceu cerca de 70%, em relação a 2016, somando R$ 30 bilhões. As participações especiais foram de R$ 15,16 bilhões, crescendo 156%, enquanto *royalties* de R$ 15,3 bilhões, aumentando 29%. Em 2018, o movimento ascendente vem se confirmando com aumento de cerca de 40% da arrecadação.

Outro incentivo vem por meio do Regime Aduaneiro Especial de Importação e Exportação (Repetro) para bens destinados às atividades de pesquisa e de lavra das jazidas de petróleo e gás natural. O Repetro foi instituído pelo Decreto nº 6.759/2009, Convênio Confaz nº 130/2007 e IN 1.415/2013 para fomentar o segmento de óleo e gás, suspendendo os tributos federais (IPI, II, PIS, Cofins) e isentando/reduzindo o imposto estadual (ICMS).

O Repetro em regime de admissão temporária foi renovado até 2040, em agosto de 2017, devido aos benefícios gerados com o estímulo aos investimentos na indústria. Ademais, a lei nº 13.586 de 2017 ampliou o Repetro, com a instituição do regime tributário especial para exploração, desenvolvimento e produção de O&G. A determinação do lucro real e da base de cálculo da Contribuição Social sobre Lucro Líquido (CSLL) pode ter dedução integral de exaustão ou aceleração da depreciação de ativos aplicados em atividades de exploração e de produção de O&G.

4.6.3 Encargos

A curva de participação dos encargos setoriais e de transmissão sobre a receita requerida[35] das distribuidoras passaram por três pontos máximos, em 2006 com 21,09%, em 2011 com 23,25% e em 2017 com 28,91%, segundo a ANEEL (gráfico 18). Desde então, o volume de recursos arrecadados tem sido significativo e atingiu o auge em 2017, correspondendo a aproximadamente R$ 44 bilhões. O módulo 5 do Proref foi dedicado exclusivamente aos encargos do setor elétrico, sendo dividido da seguinte forma:

- Conta de Consumo dos Combustíveis Fósseis (CCC);
- Conta de Desenvolvimento Energético (CDE);
- Proinfa;
- Encargo de Serviço do Sistema (ESS) e Encargo de Energia de Reserva (EER);
- Tarifas de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE), Lei nº 9.427/1996;
- contribuição dos associados para taxa de administração do ONS, Lei nº 9.648/1998;
- P&D e eficiência energética, Lei nº 9.991/2000, e isenção, Lei nº 10.438/2002;
- RGR; e
- Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH), Lei nº 7.990/1989.

35. Receita requerida = parcela A (compra de energia + transporte + encargos setoriais) + parcela B (distribuição); receita verificada = fornecimento + suprimento + consumidores livres + subvenção CDE.

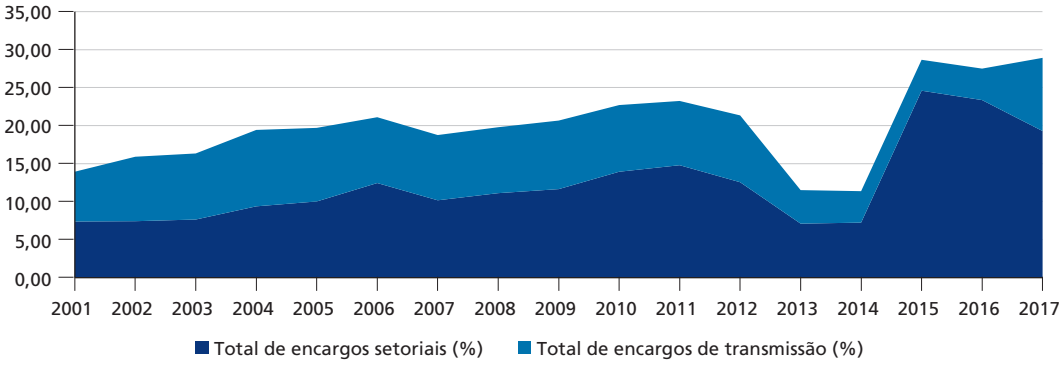
Atualmente, a CDE tem o maior peso na distribuição dos encargos conforme é mostrado na tabela 47, a partir de dados do Informativo de Gestão do Setor Elétrico, primeiro quadrimestre de 2018, MME.

TABELA 47
Participação dos encargos sobre a receita das distribuidoras (2012-2017)
(Em %)

Encargos setoriais	2012	2013	2014	2015	2016	2017
RGR	1,04	-	-	-	-	
CCC	2,92	-	-	-	-	
CFRH	-	-	-	-	-	
TFSEE	0,21	0,18	0,13	0,11	0,11	0,11
CDE	3,46	1,05	1,46	19,77	15,84	13,21
Proinfa	2,00	2,55	2,32	1,65	2,26	2,00
P&D	1,07	0,97	1,01	0,84	0,84	0,88
ESS	1,84	2,34	2,30	2,22	4,31	3,08
ONS	0,004	0,004	0,003	0,003	0,003	0,002
Total de encargos setoriais (%)	12,55	7,10	7,20	24,59	23,36	19,29
R$ mil	12.751.212	6.530.003	8.010.099	36.742.399	34.770.004	29.332.584
Encargos de transmissão	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**
Transporte Itaipu	0,55	0,22	0,19	0,17	0,19	0,74
Rede básica CI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Rede básica fora dos contratos iniciais	6,80	3,09	3,01	3,07	3,01	7,71
CUST Itaipu	0,47	0,49	0,41	0,37	0,41	0,50
Conexão	0,54	0,30	0,32	0,26	0,32	0,43
CUSD	0,43	0,31	0,21	0,20	0,21	0,26
Total de encargos de transmissão (%)	8,80	4,41	4,13	4,07	4,13	9,63
R$ mil	8.944.715	4.052.096	5.346.182	6.079.145	6.154.357	14.643.402
Total de encargos/receita requerida (%)	21,35	11,51	12,01	28,66	27,49	28,91
R$ mil	21.695.927	10.582.099	13.356.281	42.821.544	40.924.361	43.975.986
Receita requerida (R$ mil)	101.618.492	91.960.510	111.235.510	149.411.762	148.843.635	152.099.936

Fontes: MME e ANEEL – dados de reajustes e revisões tarifárias.
Elaboração da autora.

GRÁFICO 18
Evolução dos custos com encargos (2001-2017)
(Em %)



Fonte: MME e ANEEL.
Elaboração da autora.

5 AVANÇOS E TENDÊNCIAS TECNOLÓGICAS DO SETOR DE ENERGIA

Para fazer uma análise rigorosa do desenvolvimento tecnológico no campo da energia, seria necessário recorrer a uma pletora de ambientes de pesquisa científica dedicados ao tema, o que escapa ao escopo deste estudo. Portanto, optou-se pela busca da simplificação como critério de escolha pautado na praticidade oferecida pelo dispositivo tecnológico, sendo ele convencional ou, muito pelo contrário, promissoramente não convencional.

Sendo assim, o exame começou pela avançada forma de comercialização de energia, cujo objetivo é formatar um conceito mais afinado com a liberalização de mercado, contribuindo para a formação de preços mais competitivos. Em seguida, compila-se a colaboração dada por segmentos convencionais de geração de energia não renovável, como o petróleo, o gás natural e o urânio, como ponte para a construção de um ambiente de maior sustentabilidade socioambiental.

Posteriormente, avaliam-se as fontes renováveis, eólica, hídrica, maré, onda e solar, com perspectiva de aceleração da produção de energia limpa, de preferência com custo marginal zero. Como o desafio da intermitência costuma estar presente entre as renováveis, novas formas de armazenamento foram analisadas. Finalmente, antigas promessas de oferta abundante de energia são revisitadas, como a energia do hidrogênio e a energia de ponto zero.

5.1 Modelo de sistema – *pool* de liquidez

Na transição para mercados maduros de energia, os preços de referência da eletricidade são determinados por meio de leilões diários em ambientes de comercialização livre, como no caso do mercado nórdico. O modelo conceitual do Nord Pool (*net pool*) é centralizado no agente supridor de energia, com aplicação de venda de eletricidade no atacado/varejo e taxas pelo uso da infraestrutura, diretamente para os usuários. As companhias de distribuição de energia são remuneradas pelo gerador. A flexibilização do mercado tem sido possível graças aos investimentos nas plataformas de negociação, nas redes inteligentes e na massiva centralização dos dados, que permite a medição horária do consumo dos usuários e a troca de informações entre os participantes de mercado, pré-requisito do sistema.

A avaliação do relatório Fortum Energy[36] Review, Jokinen *et al.* (2015), sobre o Nord Pool, parte da premissa de que os preços futuros de energia tendem à volatilidade crescente, uma vez que o sistema nórdico de eletricidade está cada vez mais ancorado em energias renováveis intermitentes. Neste contexto, a formação de preços no atacado tende a ser baseada na escassez, com preços de eletricidade no varejo tendendo à integração com os preços no atacado. Os avanços tecnológicos na medição de fluxos de energia possibilitam a maior participação do usuário nas escolhas de quando e quanto consumir. A forma de ativar a gestão por parte da demanda é desenvolver o mercado de varejo.

No modelo centrado no gerador, a interface com o usuário deve ser simplificada, com varejistas desenvolvendo serviços mais eficientes. Produção e despacho de energia devem ter como base as propostas negociadas no mercado. Os preços devem refletir o verdadeiro custo de lidar com os desequilíbrios, sem necessidade de limites máximos de preços, que enviesariam os sinais de escassez. O sucesso da modelagem tornar-se-á crucial para o futuro do sistema. À medida que a volatilidade dos preços cresce, os sinais de preço-eficientes tornam-se essenciais, pois a geração descentralizada de fontes de energia renovável, inclusive a partir do produtor/consumidor (prosumer), assim como, o armazenamento de energia e a troca de transmissão entre países devem desempenhar papéis-chave para a comunidade europeia.

O planejamento de longo prazo da região é construído a partir do Cenário Carbono Neutro – 2050, com metas ambiciosas que contemplam até 30% de participação da energia eólica na região, chegando a 70% do consumo de eletricidade da Dinamarca,

36. Empresa desenvolvedora de soluções em energia limpa com presença em dez países nórdicos, bálticos, Rússia, Polonia e Índia. Documento assinado pela Fortum Corporation.

IEA-NER 2016. A geração de energia a partir da fonte nuclear deverá diminuir de 22% para 6%, entre 2013 e 2050. Para isso, esforços estão sendo empregados: *i*) na interconexão do sistema elétrico com as energias renováveis; *ii*) no fortalecimento da comercialização e integração física com a Europa continental, por meio de linhas de transmissão de alta capacidade; *iii*) na suavização de preços de mercado e equalização tributária entre países da região; e *iv*) em formas eficientes de armazenamento.

A plataforma de negociação *Statnett Market* foi criada em 1993 para operar o sistema norueguês na compra e venda de energia para o dia seguinte (*day ahead-Elspot*). Enquanto a Finlândia e a Suécia são membros do mercado Elbas, para as operações no mesmo dia (*intraday*), responsável por assegurar o balanço instantâneo entre produção e consumo de energia continuamente. Normalmente o mercado norueguês é deficitário em 20 MW e precisa importar energia dos países vizinhos, especialmente a Suécia. Logo, o Nord Pool surgiu com a troca de energia entre Noruega e Suécia, em 1996, com a adesão de Finlândia e Dinamarca, em 1999 e 2000, respectivamente.

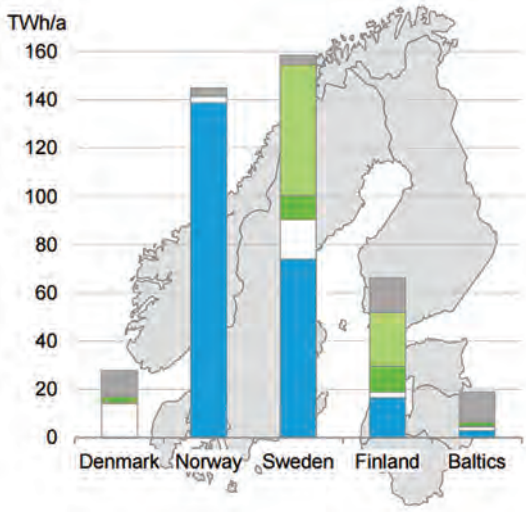
Estônia, Lituânia e Latívia juntaram-se ao bloco nos anos que se seguiram a 2010. Mais de 50% da energia vem das UHEs que estão localizadas na Suécia e Noruega, enquanto as usinas nucleares estão na Suécia (dez unidades) e Finlândia (quatro unidades), com participação de 20%. As usinas combinadas de calor e energia, em inglês, *combined heat and power* (CHP) são bastante eficientes, devido aos lençóis geotermais, representando 14% da energia gerada. A energia eólica vem aumentando a participação, com 7%, ultrapassando a energia fóssil estimada em 5%. A margem de reserva do sistema é de aproximadamente 10%, com os menores níveis de emissões por unidade de eletricidade produzida.

O Nord Pool opera os serviços de: Nord Pool Spot AS – para contratos físicos; mercado de derivativos financeiros – com contrato de opções e futuros; e Nord Pool Clearing ASA – para compensação de contratos financeiros de eletricidade. No mercado à vista ou Elspot (*day-ahead*), os leilões são realizados no dia anterior ao dia da entrega física da energia, o que requer cuidados especiais com possíveis instabilidades de geração e carga do sistema físico. Para isso, o mercado de ajustes Elbas (*intraday*) é necessário para fazer a regulação e a compensação dos possíveis desequilíbrios.

O mercado à vista determina o preço no atacado, o volume produzido e o balanço de energia, com exportações e importações necessárias. Os atacadistas compram no atacado e vendem para os consumidores. O Nord Pool à vista determina o preço no dia, e no dia seguinte para o atacado. No mercado de derivativos de energia, *Nasdaq OMX Commodities*, o produtor e o varejo podem negociar preços de eletricidade para até dez anos à frente.

O mercado de derivativos financeiros Nord Pool foi vendido em 2010 para o NASDAQ OMX, para operar sob o *Nasdaq Commodities*. Atualmente, 90% da energia gerada pelos países vêm sendo comercializada no mercado Nord Pool – bolsa de energia, Nord Pool Spot e Nasdaq Commodities. O restante é comercializado em contratos bilaterais envolvendo municipalidades e produtores independentes. A estratégia de *hedges* financeiros para proteção das flutuações de preços são realizadas em derivativos, no mercado *Nasdaq Commodities* e *Over-The-Counter* (OTC), visando atenuar os riscos.

GRÁFICO 19
Geração de energia nos países nórdicos e bálticos



Total generation in 2015	Nordic 397 TWh		Baltics 19 TWh	
	TWh	%	TWh	%
Fossil fuels	32	8	12	66
Nuclear	77	19	-	-
Biomass	23	6	2	10
Solar	1	0.2	0.1	0.5
Wind	35	9	2	8
Hydro *	229	58	3	15

Nordic net export 16 TWh
Baltic net import 8 TWh

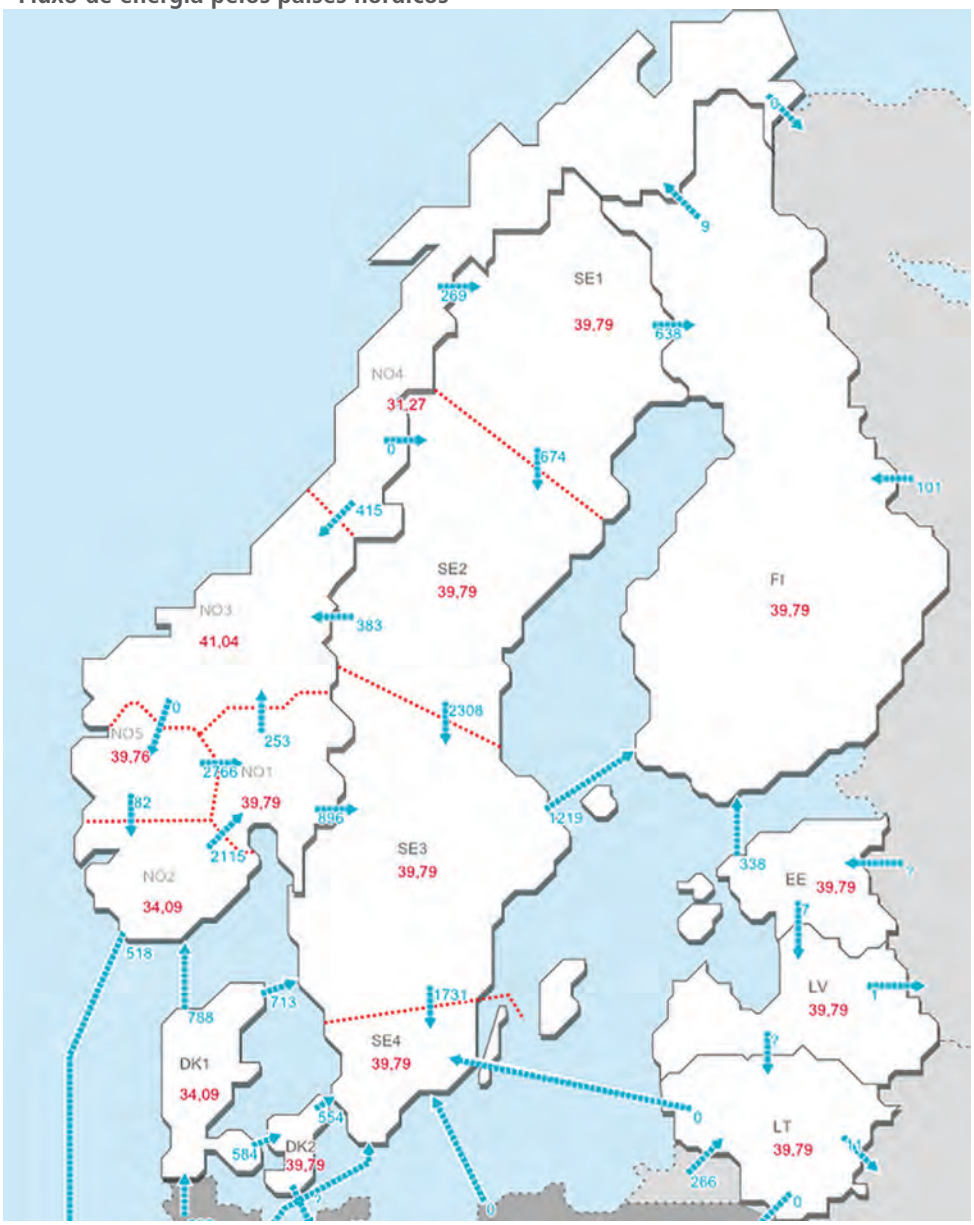
Fonte: ENTSO-E preliminar data, 2015.
Obs.: Figura cujos leiaute e textos não puderam ser padronizados e revisados em virtude das condições técnicas dos originais (nota do Editorial).

O mercado de atacado foi o primeiro a ser liberalizado, depois ocorreu a desregulamentação para o varejo. Muitos varejistas compram a eletricidade no mercado nórdico de trocas por atacado, mas algumas companhias continuam verticalmente integradas. No início, o grande consumidor teve a oportunidade de escolher seu fornecedor de energia, depois foi a vez do pequeno consumidor. O desmembramento funcional no mercado de varejo, com 350 operadores, foi necessário para a distribuição regulamentada e os negócios de venda. As tarifas de rede independem do *status* do vendedor, sendo que o serviço de distribuição vigora em termos igualitários para estimular um mercado competitivo.

Com o advento da tecnologia de *smart-meters* foi possível precificar a energia por hora e otimizar o uso da eletricidade, o que proporcionou o aparecimento de uma nova gama de serviços ao consumidor. Entretanto, a avaliação era de que o grau de participação do consumidor ainda estaria incipiente, requerendo maior dinamicidade nas alternativas

de tarifação horossazonal e melhores serviços. Consequentemente, os mercados de varejo teriam uma certa distância a percorrer antes da liberalização total, sendo a energia deste segmento de três a quatro vezes mais cara que no mercado de atacado, Jokinen *et al*. (2015).

FIGURA 13
Fluxo de energia pelos países nórdicos



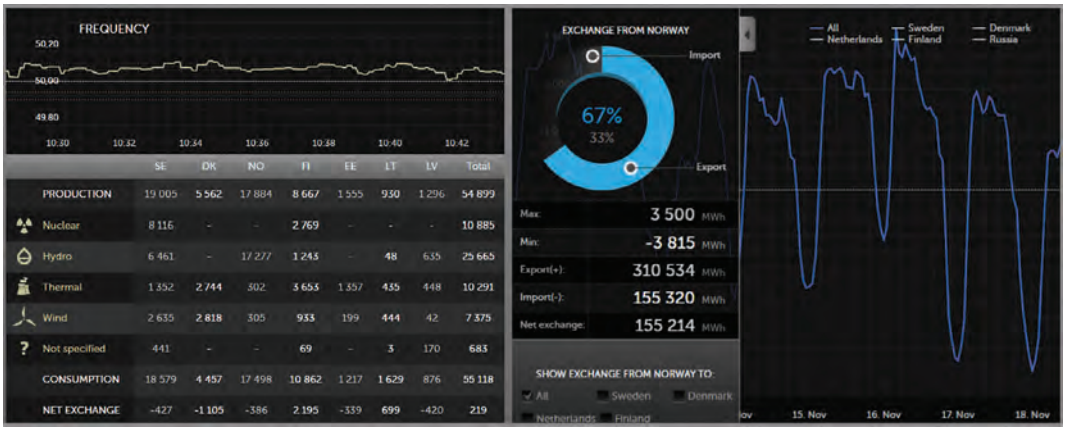
Fonte: Statnett. Disponível em: <https://goo.gl/nUhAQv>.
Obs.: Figura cujos leiaute e textos não puderam ser padronizados e revisados em virtude das condições técnicas dos originais (nota do Editorial).

Duas usinas foram designadas para serem acionadas em situações de emergência, denominadas *strained power situations* (SAKS), com mais de 50% de risco de racionamento de energia. A autorização para o acionamento das usinas é dada pelo Norwegian Water Resources and Energy Directorate (NVE). As usinas geram energia a partir de turbinas a gás, com eficiência de 36%.

Entre os projetos de interligação com a Europa tem-se o Projeto Nord Link de cabeamento submarino para conexão dos mercados de eletricidade da Noruega e da Alemanha, que conta com investimentos do KfW Development Bank e da companhia de rede TenneT. O objetivo do projeto é escoar o fluxo de energia proveniente da Alemanha, quando as condições climáticas forem favoráveis ao aumento de geração de energia de fontes renováveis. Por seu turno, quando o suprimento geral de energia no mercado europeu for escasso e houver estoque nos reservatórios escandinavos, o fluxo de energia pode ser invertido. O final da execução do projeto e o início da transmissão estão previstos para o final de 2016 e começo de 2020, respectivamente.

Outro projeto é o North Sea Link (NSL), que conectará a Noruega com o Reino Unido, em 2021, quando o projeto estará finalizado. Entre a Dinamarca e a Noruega o projeto Skagerrak 4, ou seja, o quarto conector com capacidade de 700 MW DC reforçará as três ligações existentes de 1.000 MW.

FIGURA 14
Telas do Sistema Statnett de Operação do Mercado de Energia



Fonte: Statnett. Disponível em: <https://goo.gl/3rGu2E>.
Obs.: Figura cujos leiaute e textos não puderam ser padronizados e revisados em virtude das condições técnicas dos originais (nota do Editorial).

5.2 Energia térmica

Considerada fonte segura e estável no suprimento de energia, o gás natural pode desempenhar um papel promissor como insumo combustível menos poluente para geração termelétrica. A maior parte do gás natural produzido nacionalmente é extraída de reservatórios de óleo, correspondendo a 67%. Esse gás pode ser utilizado na operacionalização da plataforma, reinjetado no reservatório para facilitar a recuperação do petróleo, transferido para uma unidade de processamento, de onde segue para algum centro consumidor, ou simplesmente queimado.

A queima do gás natural nas plataformas brasileiras vem decrescendo, mas continua significativa (em torno de 5%), tendo diminuído de 9,38 milhões de m^3/dia para 3,83 milhões de m^3/dia, entre 2009 e 2015 (EPE, 2016b). Ademais, as térmicas seguem utilizando combustíveis mais poluentes, como o óleo combustível (diesel, asfáltico) e o carvão, que correspondem a cerca de 10% da matriz elétrica. Isto ocorre, principalmente, devido à restrição na oferta de infraestrutura, com menor capilaridade da rede de gasodutos. A flexibilidade operacional na disponibilização do insumo, ainda que mais poluente, é determinante para as usinas, além do fato dos combustíveis fósseis mais pesados proporcionarem as maiores quantidades de energia por unidade de massa (acima de 10 mil kCal/kg). O efeito colateral é a produção massiva de CO_2.

Nessas circunstâncias, cabe destacar o papel desempenhado pelos mecanismos de captura e armazenamento de carbono, em inglês, *carbon capture and storage* (CCS), que passaram a representar instrumentos essenciais para coibir ou mitigar a liberação de GEE na atmosfera. A forma de tornar o mercado mais justo, principalmente com relação às energias renováveis entrantes, seria passar a contabilizar o custo da implementação da tecnologia CCS na construção de usinas movidas a combustíveis fósseis mais pesados. Caso tal política fosse implementada, o padrão convencional de baixo custo de operação das usinas poluentes seria insustentável, tendo por consequência um impacto imediato nos preços de energia. Para a IEA, por conseguinte, a tecnologia de CCS precisa provar sua viabilidade econômica, reduzindo os custos de investimento no longo prazo.

Sendo assim, à medida que os países aderem ao protocolo de Paris, as propostas de regulação de limites de emissões e de criação de incentivos financeiros para instalação de equipamentos de CCS ganham importância derivando, inclusive, em responsabilização civil no longo prazo. A instalação de equipamentos purificadores de efluentes e de reinserção

de gases em campos exploratórios certamente implicará aumento de investimentos para as geradoras de energia. A resistência das operadoras principia por alegar incertezas quanto aos aspectos científicos envolvidos nos estudos de mudanças climáticas, devendo ser trabalhada com argumentos mais convincentes. Polêmica à parte cabe aqui mapear as tecnologias correntes nas termelétricas, assim como, os aperfeiçoamentos ocorridos nos últimos anos na busca pela produção de energia ambientalmente sustentável.

Cabe destacar que as tecnologias empregadas na construção e na instalação de equipamentos em termelétricas vêm mostrando evoluções significativas, implicando maior aproveitamento energético, por meio da combinação de ciclos de combustão e aproveitamento dos efluentes em outros processos.

O quadro 5 resume as tecnologias e os aperfeiçoamentos ocorridos nas instalações das centrais termelétricas. Primeiramente, os motores alternativos de combustão interna podem gerar até 50 MW/unidade, sendo ideais para sistemas isolados. O acionamento por centelha caracteriza o ciclo Otto, enquanto a ignição por compressão caracteriza o ciclo diesel. A tecnologia de motores híbridos combina características de ambos os ciclos, sendo útil para combinação de combustíveis (gás e diesel), conforme a disponibilidade de produtos.

Na busca por motores menos poluentes e com maior desempenho, resgatou-se a tecnologia de biela variável ou compressão variável. Exemplo disso é o modelo Infinity da Nissan, lançado em 1998 e considerado complexo pelos especialistas, pois continua em pleno processo de desenvolvimento. O princípio basilar da tecnologia é o ajustamento do tamanho da câmara de combustão, que regula o desempenho do motor de acordo com o tipo de combustível no momento da ignição. Consumo, emissões, ruído e vibração são substancialmente reduzidos. A empresa sueca Saab teria projeto semelhante no sistema *Saab Variable Compression* (SVC), desde 2000, mas a controladora GM suspendeu o projeto.

Logo em seguida, a antiga tecnologia de produção de eletricidade por motor térmico rotativo de combustão externa, acoplado a turbina a vapor é apresentada. Conhecida por ciclo a vapor (Rankine), aceita os mais variados tipos de combustível, sendo que gás natural e óleo alcançam maiores potências de 1.200 MW. A combustão simples aberta vem, em sequência, com apenas um ciclo de Brayton, no qual os gases são resfriados e liberados na atmosfera, com eficiência de até 39%. Centrais termoelétricas a gás são ideais para o atendimento de demandas de pico, devido à partida rápida.

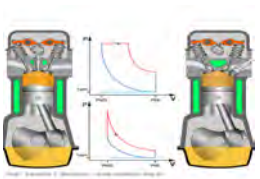
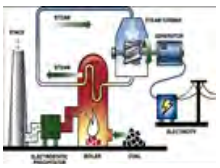
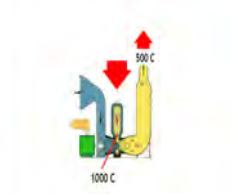
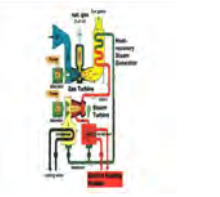
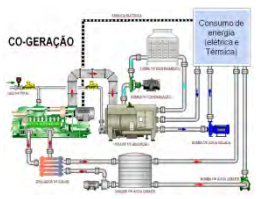
Mais modernas e eficientes, as centrais termelétricas a ciclo combinado fechado (ciclos teóricos de Brayton e de Rankine) geram eletricidade nas turbinas a gás. Os gases em altas temperaturas são reaproveitados na forma gasosa, para serem direcionados para a turbina a vapor e produzir eletricidade novamente, com eficiência de 50%. Prosseguindo no quadro, a cogeração é evidenciada, em que o processo de produção simultânea de energia térmica, vapor e EE consegue aproveitamento de mais de 70% da energia térmica proveniente do gás combustível, em ciclo Brayton.

As plantas a carvão mais modernas utilizam ciclos super e ultracríticos, com altas temperaturas e pressão, impactando significativamente nos custos de investimento. A gaseificação integrada a ciclo combinado e a gaseificação realizada no local são alguns dos aperfeiçoamentos mais flexíveis e rentáveis. Para as usinas a carvão com tecnologia de combustão pulverizada, os rendimentos podem chegar a 40% nos ciclos críticos e supercríticos. No Brasil, as usinas a carvão antigas têm rendimento abaixo de 30%, requerendo instalação de equipamentos para limpeza dos gases poluentes.

A tecnologia de geração de energia na cabeça/boca do poço, *gas-to-wire*, é utilizada em bacias terrestres. As usinas de processamento construídas no próprio campo de exploração do gás evitam a construção de gasodutos para transportar o produto aos grandes centros, mas necessitam de linha de transmissão para levar a eletricidade. Portanto, a economicidade ocorre pela redução no processamento e transporte do gás. Além disso, os impactos ambientais da cadeia produtiva do gás são reduzidos, pela sintetização das etapas de exploração, produção, transporte, processamento e distribuição, para a geração termelétrica, exclusivamente.

Complementarmente a todos esses processos, o mecanismo de CCS é apresentado como forma de captura ou sequestro de carbono. A maior parte das usinas conta com dispositivos para controle de emissões de gases locais, aqueles resultantes da atividade de geração de energia e de impacto direto no meio ambiente ou na saúde humana, como os óxidos de nitrogênio, os óxidos de enxofre, chumbo e matéria particulada. A destinação do CO_2, entretanto, ainda depende de medidas paliativas e custosas, como a armazenagem em subsolo. No tópico que trata de energia de hidrogênio, tecnologias inovadoras buscam a solução para o problema.

QUADRO 5
Tecnologias utilizadas em usinas termelétricas

Ciclos teóricos e tecnologias	Especificações e equipamentos	Processamento	Ilustração
Usina de Motores a Combustão Interna (MCI) (Ciclos Otto – ignição por centelha; Diesel – ignição por compressão e Dual).	Máquinas a pistão; combustão interna; geração de eletricidade; propulsão carro/navio/ avião; acionamento de bombas; compressores de carga estacionária. Eficiência de 50%.	Mistura de ar e combustível penetra na câmara de combustão para ignição por centelha/compressão; transformação de energia do combustível (líquido ou gasoso) em trabalho mecânico.	
Usina de ciclo a vapor (Ciclo Rankine); alta potência, confiabilidade e longa vida útil.	Caldeira, turbina a vapor – motor térmico rotativo de combustão externa, acoplado ao gerador de EE, condensador e bomba d'água. Temperatura inicial até 1.300°C e final 550°C. Eficiência entre 42% e 44%.	Mistura de ar e combustível não entra em contato com a água desmineralizada, transferência de calor para formação de vapor, que aciona turbina que produz energia mecânica de rotação, acionando o gerador elétrico.	
Usinas de ciclo a gás simples (Ciclo Brayton); baixo custo de investimento; alto custo de operação devido ao combustível; segurança e flexibilidade operacional.	Máquinas sem pistão motores de combustão interna: turbinas de combustão a gás, turbinas aerodiretivas e industriais. Temperatura inicial de 1.000°C e final de 500°C. Eficiência baixa de 38,7%.	Câmara de combustão interna mistura ar atmosférico comprimido (adiabática), aumentando a temperatura que acionada por combustível, movimenta a turbina com eixo acoplado ao gerador de EE.	
Usinas de ciclo combinado (Ciclos Brayton e Rankine).	Caldeiras a vapor; combinação de turbinas a gás (Brayton) e a vapor (Rankine). Temperatura de entrada = 1.000°C e de saída = 50°C. Eficiência entre 50% e 60%.	Aproveitamento de energia térmica dos efluentes da turbina a gás nas caldeiras de recuperação, posteriormente, turbinas a vapor geram EE.	
Usinas de cogeração (Ciclo Brayton em sistema de suprimento de vapor, refrigeração, compressão, mecânico, secagem, queima e Ciclo Cheng).	Caldeira recuperação de calor; turbinas a gás; trocadores de calor; utilização de vários tipos de combustíveis em operação de base ou de pico. Eficiência de 70%.	Geração de energia a partir do aproveitamento da temperatura dos fluidos resultantes para gerar simultaneamente calor e eletricidade.	
Usinas a carvão ciclos subcríticos (C) supercríticos (SC) e ultra ssupercríticos (USC).	Correias transportadoras; caldeiras supercríticas; câmaras de combustão de alta temperatura e pressão. Rendimentos: C = 35% e 40%, SC = 40% e 60%, USC = 50% e 55%.	Obtenção da granulação requerida por trituração, combustão de carvão pulverizado, fluidizado (borbulhante, circulante e pressurizado) e gaseificado.	
Gas-to-wire.	Termelétricas construídas em bacias terrestres; dispensam gasodutos; carecem de linha de transmissão.	Processamento de gás em eletricidade com usina na cabeça do poço; mitigação dos impactos ambientais.	

(Continua)

(Continuação)

Ciclos teóricos e tecnologias	Especificações e equipamentos	Processamento	Ilustração
Mecanismos de captura e armazenamento de carbono, em inglês, Carbon Capture and Storage (CCS).	Captura por membranas de filtração, transporte por dutos e navios, estoque de CO_2 no subsolo em campos de gás e óleo esgotados ou em formações de depósitos salinos. Reaproveitamento industrial. Eficiência até 90%.	Métodos de separação de CO_2 de outros gases: antes da combustão (por reforma ou gaseificação), após a combustão (absorvido em solvente) e por processo *oxy-fuel* (combustão com diluição de oxigênio).	

Fontes: Elaboração da autora a partir de fontes diversas, inclusive Xavier (2004) e Coelho (2014). Disponível em: <https://goo.gl/EdZSrS>.

Segundo Thumann e Mehta (2013), a eficiência de tecnologias de cogeração é alta, pois o calor que normalmente seria perdido na produção é recuperado como segunda fonte ou forma de energia. A produção sequencial de energia térmica e elétrica, a partir de uma fonte de combustível único, alcança eficiência típica entre 70% e 80%, superior aos 35% e 40% de eficiência em grandes usinas termoelétricas. Geralmente, a cogeração é indicada para instalações com razão de carga térmica-elétrica (T/E) superior a cinco, sendo que os melhores indicadores são acima de 10, com demanda anual média superior a 10 milhões Btu/hora, ou 10 mil mbh. Relação de carga T/E inferior a dois é contraindicada para a cogeração.

Os equipamentos de cogeração são relativamente caros em comparação com as caldeiras de capacidade térmica semelhante. Sendo assim, o equipamento deve ser operado pelo período mais longo possível para alcançar um retorno aceitável sobre o investimento. Caso a avaliação das instalações evidencie um fator de baixa carga elétrica, indicando relativamente poucas horas de alta demanda, a cogeração provavelmente será uma opção pouco econômica. Nesses casos, deve-se analisar o potencial de corte de pico com geradores de motor de pistão.

A análise de investimentos permitirá lastrear a decisão final de construir uma usina de cogeração. A avaliação de custos para a cogeração inclui o investimento de capital inicial para o equipamento e os custos de operação e manutenção de equipamento, como custos de combustível, encargos financeiros, depreciações, impostos e outros custos específicos de cada sistema. As economias incluem neutralizar os custos de EE e compensar os custos de combustível, além de obter receitas de vendas de energia em excesso. Benefícios fiscais e substituição planejada de equipamentos entram no cômputo da análise de viabilidade das plantas de cogeração.

5.3 Energia do petróleo

Recurso fóssil, utilizado em grande escala desde meados do século XIX, o petróleo tem expectativa de mais algumas décadas de serviço e espera-se que venha a financiar a transição para o combustível do futuro. Esta seção faz uma abordagem geral nos aperfeiçoamentos que trouxeram mais segurança e sustentabilidade econômica e ambiental para a extração de petróleo. O livro de Morais (2013) apresenta as tecnologias em detalhes.

A complexidade técnica para exploração de petróleo em águas ultraprofundas (2 km), adicionada à camada de rocha (5 km), exige estudos científicos complexos com relação à resistência dos materiais à pressão e à corrosão. Apesar disso, constata-se que os desafios têm sido superados, deixando um legado de superação da fronteira tecnológica na exploração de petróleo, reconhecida mundialmente.

O campo de pesquisa que trata da obtenção de materiais sintéticos mais resistentes beneficia principalmente as fases de exploração e de produção de petróleo e gás. Como exemplos têm-se: *i*) a resistência à fadiga, com cabos de poliéster e âncoras de carga vertical, para evitar o rompimento do sistema de ancoragem das plataformas submetidas aos movimentos de ondas, maré e tempestades; *ii*) a resistência à pressão, que provoca o colapso dos poços; *iii*) a resistência às baixas temperaturas do fundo do mar, evitando o entupimento de incrustações nas tubulações.

As inovações estendem-se à complexidade tecnológica envolvida no desenvolvimento de equipamentos e de sistemas de separação entre gás e óleo/água ainda no leito submarino, envolvendo imensos riscos característicos do manuseio de materiais combustíveis. As plataformas *offshore*, distantes 300 km da costa, exploram petróleo a 13 mil m de profundidade, 3 mil m de lâmina de água e 10 mil m de profundidade de poços.

Operacionalizada mecânica e remotamente, a etapa de abertura de poços revestidos com cimento e aço segue-se a colocação de válvula, para abertura/fechamento automático de segurança da superfície da coluna de produção. Então, a árvore de natal submarina é instalada na cabeça do poço, juntamente com as linhas de fluxos e os *risers* flexíveis que levam os hidrocarbonetos até a plataforma.

O óleo extraído é então processado em refinarias. A preocupação com o impacto ambiental causado pelos subprodutos do petróleo tem levado à regulamentação para que o plástico produzido seja reciclável e degradável em menor intervalo de tempo. Para isto,

as refinarias em todo o mundo estão em constante processo de modernização, investindo em unidades de conversão para atender à demanda por derivados mais leves. A predominância de extração de óleo cru cada vez mais pesado gera aumento de quantidade de resíduos. No limite, a implantação de refinarias de processamento de fundo de barril tem sido cogitada, para transformar o resíduo em produtos mais leves com valor agregado.

Áreas da nova economia do plástico estão em desenvolvimento e dedicam-se ao *design* do material na tecnologia de reprocessamento (despolimerização à baixa temperatura). Um conjunto de aplicações específicas utilizam nanomateriais. O *Nylon 6* despolimerizado em caprolactum é 100% reciclável. A Unilever anunciou recentemente a tecnologia MuCell, que reduz a densidade do material e, portanto, a quantidade de plástico necessária por meio de injeção de gás para criar bolhas na camada média do material. WikiCell tecnologia inventou uma membrana, que mantém o frescor dos alimentos nas embalagens de plástico. Essas pesquisas concorrem com a produção de plásticos biodegradáveis a partir de fontes renováveis, com perspectiva de poder embalar alimentos em algo que seja comestível.

Outra aplicação para os derivados do petróleo é na manufatura aditiva, termo guarda-chuva para uma família de tecnologias que usam calor, luz, ligantes e pressão para acumular materiais, camada por camada, em conformidade com a programação do *software* Computer Aided Design (CAD), geralmente conhecida como impressão 3D. A nanoimpressão é também uma tecnologia que permite a estratificação na escala de mícron, para montagem de uma estrutura edificada desde a base numa espécie de brinquedo LEGO®.

O projeto de pesquisa *Polymark* teve duração de três anos, com financiamento da União Europeia. A iniciativa reuniu mais de mil pequenas e médias empresas com faturamento de € 2,5 bilhões, para o desenvolvimento de novas tecnologias de identificação e separação de plásticos (PET). A detecção correta do tipo de plástico e a geração de matéria-prima secundária de alta qualidade estavam no foco de aperfeiçoamento do projeto. Entre os resultados obtidos têm-se o desenvolvimento de marca química, a tecnologia de identificação espectral e o sistema de separação em escala industrial.

A British Petroleum (BP) estuda os potenciais impactos disruptivos que a impressão 3D traria ao mercado de petróleo. Pelas previsões da BP, o consumo de petróleo continuará crescendo até 2040, sendo que o mercado asiático será o principal responsável por esta expansão. Entretanto, é esperado que as manufaturas digitais em pequena escala venham a reduzir a

necessidade de circulação de mercadorias ao redor do mundo. Os modelos digitais em três dimensões tendem a expandir usos nas cadeias produtivas e as estatísticas evidenciam esse fato.

As projeções de mercado preveem que a venda de impressoras 3D passará de 455 mil, em 2016, para 6,7 milhões, em 2020, segundo o *Gartner Research*. A customização em massa dos bens de consumo, viabilizada pela impressão 3D, pode ser incrementada pela pesquisa dedicada à aceleração da degradabilidade das resinas petroquímicas. Como o conceito de biodegradabilidade é especificado para materiais com períodos de dissolução inferiores a 180 dias, os plásticos são prejudicados no encaixe a essa classificação pelas propriedades físicas e químicas do material.

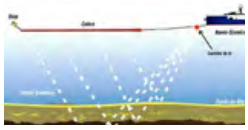
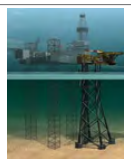
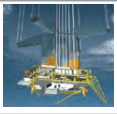
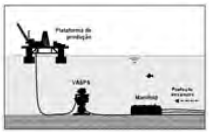
O termoplástico mais comumente utilizado no processo de manufatura aditiva é o estireno butadieno acrilonitrilo, em inglês, Acrylonitrile Butadiene Styrene (ABS). Alguns dos polímeros híbridos fósseis, como o PVC composto de 50% cloro e 43% de eteno proveniente do petróleo, inspiram a prospecção de novos materiais. Outros polímeros fósseis são: o polietileno de alta densidade (PEAD), polietileno de baixa densidade (PEBD), polipropileno (PP), poliestireno (PS), polimetilmetacrilato (PMMA), poliamidas (PA), politereftalato de etileno (PET) e policarbonato (PC). Os concorrentes biopolímeros são: o amido, o poliácido lático (PLA) e a família de poliésteres polihidroxialcanoatos (PHA), como o polihidroxibutirato (PHB) e o polihidroxibutirato-co-polihdroxihexanoato (PHBHx). Porém, é pertinente enfatizar que a demanda por materiais biodegradáveis para impressão 3D depende da viabilidade dos procedimentos para extrusão termoplástica em filamentos.

Como a abundância do plástico oriunda da produção fabril é significativa, a estratégia de busca por uma solução para o passivo ambiental aponta para microrganismos e enzimas como o processo mais efetivo. Além do desenvolvimento de novos materiais, como os biopolímeros, a degradação dos polímeros termoelásticos é de grande interesse científico.

Em síntese, todo o esforço de pesquisa com os plásticos representa apenas uma pequena parcela do aproveitamento do combustível fóssil. O refino do petróleo produz apenas 7% de nafta. Essa fração passa, primeiramente, por um processo de craqueamento para a produção de eteno, propeno, buteno, butadieno, benzeno, tolueno e xileno. Numa segunda etapa, a polimerização produz os materiais para transformação em embalagens para alimentos, bebidas, utilidades domésticas, produtos da construção, produtos hospitalares.

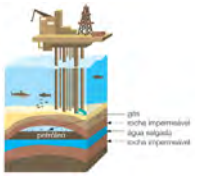
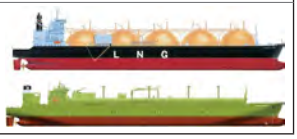
QUADRO 6

Tecnologias para exploração, produção e transporte de óleo e gás

Tipo	Classificação	Equipamentos	Ilustração
Exploração	Geofísica e geológica	Emissor de ondas sísmicas; informação 2D, 3D e 4D; análise por refração e reflexão; mapeamento camadas rochas; espessura e profundidade; medidas de propriedades físicas por gravimetria, magnetometria; e sísmica.	
	Perfuração	Sondas terrestre/marítima; sistema de lama com tanques; agitadores; linha de sucção e bomba; mangueiras vibratórias e de perfuração; stand e rack do duto de perfuração; coluna e broca de perfuração; duto de retorno da lama; poços pioneiros, método percussivo e rotativo.	
		Plataforma móvel autoelevável (jackup); acionamento mecânico de pernas; flexibilidade para perfuração e desenvolvimento de campos; com tamanho de pernas variável; estacionada no fundo do mar; pernas tipo open-truss ou columnar legs; estabilização por sapatas ou esteiras; montagem balanceada; adequação para lâmina d'água entre 5 m e 130 m.	
		Flutuantes semissubmersível; plataforma superior acima da linha d'água; ligação de colunas aos cascos; colunas sustentadas por flutuadores; prospecção em águas profundas; propulsão própria ou não; acionamento mecânico.	
		Navios-sonda com sistema de ancoragem; casco vazado para coluna de perfuração; sistema de posicionamento dinâmico; rotação/peso sobre broca de perfuração; fluidos de perfuração para limpeza; paredes do poço cimentadas; equipamento de prevenção de vazamento.	
	Extração	Cavalo mecânico – exploração em terra; produção por pressão natural; diminuição de pressão com o tempo; bombeamento ou injeção de gás no poço; vedação/ancoragem de colunas; equipamento de cabeça de poço.	
		Plataformas fixas – no mar; profundidade até 300 m; estruturas modulares de aço; instalação sobre jaquetas; cravação de estacas no fundo do mar; produção e envio de petróleo por oleodutos e gasodutos.	
		Plataforma móvel ou atirantada, tension leg plataform (TLP); estrutura de conveses na superfície; flutuadores submersos; Sistema de 8 a 12 âncoras; posicionamento dinâmico; acionamento por computador.	
		Sistema de separação gás-líquido e bombeamento de líquido – VASPS (Vertical Annular Separation and Pumping System); Manifold – atuador único para operação de válvulas; bomba centrífuga submersível (BCS) – bombeamento de petróleo viscoso de altas profundidades.	
		Plataforma móvel FPSO – (floating, production, storage, offloading); convés processa separação gás/óleo/água; ou separação da água na cabeça do poço no leito do mar por árvores de natal; raisers elevam o oléo/gás, navio petroleiro auxiliar (aliviador); processamento de 200 mil barris/dia.	

(Continua)

(Continuação)

Tipo	Classificação	Equipamentos	Ilustração
Produção	Refino	Destilação atmosférica/vácuo – fracionamento de torres de aquecimento. Pratos perfurados em níveis diferentes. Craqueamento térmico e catalítico – subprodutos gasolina. Polimerização – subproduto gasolina com octano. Alquilação – subproduto gasolina com octanagem. Dessulfurização – retirada de compostos do enxofre. Dessalinização e desidratação – remoção de água e sal do óleo cru. Hidrogenização – processo de retirada de gasolina do carvão.	
Processamento e transporte	Gás natural	Navios-plataforma Prelude Floating Liquefied Natural Gas (FLNG) (Floating LNG - FLNG) – processamento de GNL em alto mar, dispensando instalação de gasodutos e unidades de liquefação terrestres.	
Processamento	Unidades de processamento de gás natural (UPGN)	Terminais em baía abrigada para liquefação (local de exploração) e para regaseificação (centro consumidor); redução da temperatura a – 161º C para liquefação e embarque do GNL; unidades de tratamento para remoção de impurezas, conjunto de trocadores de calor e tanques de armazenagem.	
Armazenamento	Estocagem subterrânea de gás natural (ESGN)	Reutilização de campos exauridos, rochas porosas em aquíferos, cavernas salinas e minas abandonadas; reinjeção para aumento de pressão nos poços maduros em esgotamento.	
Transporte	Distribuição dutoviária, processamento compressão e descompressão, armazenamento temporário.	Oleodutos – estado líquido; gasodutos – estado gasoso ou liquefeito; peças cilíndricas de aço/polietileno; estação de compressão; turbinas a gás e motores elétricos; válvulas de redução de pressão; barcaças e caminhões-tanque para distâncias curtas.	
		Navio gaseiro (criogênico), petroleiros: Panamax (45.000 dwt, 205 m); Aframax (120.000 dwt, 245 m); Suezmax (165.000 dwt, 285 m); Very Large Crude Carrier (310.000, 350m); Ultra large Crude Carrier (550.000, 415m).	

Elaboração da autora a partir de fontes diversas.

O relatório da FGV *Energia Projetos* trouxe uma visão pragmática e independente da questão dos investimentos em pesquisa, desenvolvimento e inovação (PD&I) no segmento de óleo e gás (O&G), após a descoberta do pré-sal. Para isso recorreu ao estudo de Gay C. (2014 *apud* FVG, 2018), com algumas comparações de dados de patentes em firmas do mesmo ramo tecnológico, com sedes em diferentes ambientes econômicos e culturais. Apesar do quadro declinante, a Petrobras ainda é a quinta maior produtora de patentes no Brasil, depois de Baker Hughes Incorporated, Halliburton, Prad R&D e Shell.

TABELA 48
Investimentos em patentes O&G de investimentos em PD&I (2008-2012)

Firma	Total de patentes	PD&I (US$ milhões)	Patentes (US$ milhões)	Referencial Petrobras
Exxon Mobil	6.318	5.005	1,26	19,5
Shell	1.322	5.849	0,23	3,5
Petrobras	431	6.641	0,06	1,0

Fonte: Gay (2014 *apud* FVG, 2018).

5.4 Energia atômica

5.4.1 Em fusão nuclear

A fusão é o tipo de reação nuclear observada em estrelas, como o sol, em que os núcleos de elementos leves como o hidrogênio são fundidos sob as condições de temperaturas e pressão extremas, gerando hélio, calor e nêutrons. A fusão controlada, para aproveitamento em sistemas comerciais, pode ser considerada uma forma de obtenção de energia praticamente inesgotável, com perspectiva de vir a ser factível em aproximadamente duas décadas.

Entre as formas de geração de energia nuclear, a fusão é considerada a mais sustentável, sob o ponto de vista econômico e ambiental. A obtenção da energia dá-se por meio da colisão e combinação de elementos leves, como o hidrogênio e seus isótopos (deutério e trítio), para formar elementos mais pesados com produção de grande quantidade de energia durante o processo. O deutério pode ser obtido nos oceanos, onde ocorre naturalmente numa proporção de um para 6.700 de hidrogênio presente nos mares, em Tester *et al*. (2012), sem a produção de gases do efeito estufa e sem a produção de resíduos radioativos de longa vida.

O hidrogênio, aquecido a temperaturas muito altas, passa de gás a plasma, onde os elétrons carregados negativamente são separados dos núcleos carregados positivamente. A força eletrostática repulsiva forte entre núcleo^{+} e elétron^{-} impede a colisão de forma natural. Quando a temperatura cresce, a força que atrai prótons e nêutrons, dentro do núcleo, pode superar a força de repulsão entre elétrons e prótons, causando a liberação de energia própria da fusão. Atingida a ignição, a energia líquida produzida pode ser quatro vezes maior que a energia de fissão nuclear.

Foi a partir da Conferência Internacional para Usos Pacíficos da Energia Atômica realizada pela ONU, em Genebra em 1955, que os experimentos de fusão nuclear

obtiveram reconhecimento e incentivos à cooperação entre os países. Programas internacionais pesquisam formas econômicas e seguras de aproveitar o potencial energético da fusão nuclear para produzir eletricidade e hidrogênio, inclusive. Porém os resultados comercialmente aceitos devem ser factíveis somente daqui a alguns anos.

O desenvolvimento científico está concentrado em três tecnologias de confinamento magnético toroidal, os reatores *tokamak*, os *stellarators* e os *spheromaks* ou reatores de constrição por campo inverso ou *reverse field pinch* (RFP), em inglês. No *tokamak*, o campo toroidal é formado por séries de bobinas igualmente espaçadas ao redor do reator em forma de torus, além do campo poloidal, criado por um sistema de bobinas horizontais, de confinamento magnético do plasma deutério-trítio.

Enquanto no *stellarator* as linhas helicoidais de forças elétricas fortes são produzidas por uma série de bobinas no formato de hélices. Diferentemente do *tokamak*, o *stellarator* não requer corrente toroidal para ser induzida no plasma. Os RFPs têm os mesmos dispositivos toroidais e poloidal do *tokamak*, mas a corrente que flui no plasma é mais forte pela inversão da direção do campo, segundo a Associação Nuclear Mundial, em inglês, World Nuclear Association (WNA).

Tokamak

A câmara magnética no formato de torus foi desenhada em 1951, pelos físicos soviéticos Andrei Sakharov e Igor Tamm. A pesquisa experimental que deu origem ao termo Tokamak,[37] acrônimo russo que significa *toroidal chamber with magnectic coils*, teve início em 1956 no Instituto Kurchatov, em Moscou, liderado pelo cientista Lev Artsimovich. O reator denominado T4 foi testado em Novosibirsk, em 1968, dando origem a quasiestacionária reação de fusão termonuclear.

Desde a década de 1950 até 1970, a primeira geração de *tokamaks* era de tamanho pequeno, sem sistemas sofisticados de controle e com instabilidades e anomalias decorrentes do fenômeno ainda pouco conhecido chamado plasma. A segunda geração surgiu na década de 1980, com tamanho médio, quando as técnicas auxiliares de aquecimento, diversão e paredes de condicionamento foram introduzidas. Desde então, novos atributos como as espirais supercondutoras, operações com deutério-tritium e o controle remoto tem aperfeiçoado o *design* do *tokamak*.

37. Тороидальная камера с магнитными катушками**,** *toroidalnya kamera ee magnetnaya katushka*.

O problema fundamental do *tokamak* é blindar a câmara toroidal na qual o plasma é aquecido e confinado por campos magnéticos. Os custos de contenção são altos e inviabilizam economicamente o reator comercial. O interior das espirais supercondutoras tem de ser revestido de nêutrons de 14 meV. Os cientistas acreditam que o plasma irá produzir mais energia de fusão, como também, permanecerá estável por períodos de tempo mais longos.

Entretanto, a resposta para esse problema parece estar a caminho, tratando o confinamento do plasma de maneira radicalmente diferente. Ao invés de reter o plasma em anéis tubulares, séries de espirais supercondutoras constroem uma nova geometria de campo magnético, na qual o plasma é contido nos limites da câmara reatora. O novo *design* envolve toroidal duplo e uma envoltória, como no esquema mostrado no quadro mais adiante.

Stellarators

Em 1951, Lyman Spitzer concebeu e desenvolveu o *stellarator* no laboratório de física do plasma de Princeton. O projeto teve dificuldades com a contenção do plasma até que os modelos computacionais surgissem para aumentar a acurácia dos cálculos geométricos necessários. Como o *stellarator* não conta com a corrente de plasma toroidal, a estabilidade do plasma é maior do que no *tokamak*. Com maior controle e monitoramento do plasma, a operação contínua do *stellarator* é viabilizada de forma estável. Por sua vez, a forma complexa dificulta o planejamento e a construção do *stellarator*.

Spheromak

Conceito desenvolvido por Hannes Alfvén, em 1943, ganhador do Nobel de Física de 1970. Primeiros experimentos datam da década de 1980, com retomada nos anos 2000. A formação de plasma toroidal é obtida com correntes elétricas internas associadas ao campo magnético, de forma que o arranjo de forças magnetohidrodinâmicas são relativamente bem equilibradas, permitindo o confinamento prolongado do plasma. A configuração do Spheromak é parecida com a do *Reverse Field*, porém com campo toroidal extra de rotação horária ou anti-horária conforme a direção de giro do plasma.

Reverse field pinch (RFP)

A principal diferença do RFP, em relação ao tokamak, é na distribuição espacial do campo magnético toroidal, que muda de sinal nos limites do plasma. Os fenômenos relacionados à

reconexão magnética, interação e reorganização espontânea do campo magnético são estudados na Itália, na máquina Reversed Field Experiment (RFX) da Universidade de Pádua. A pesquisa com RFX começou em 1958, mas entrou em operação somente em 1992.

Inertial Confinement Fusion (ICF)

A tecnologia de geração de energia por fusão inercial reproduz as condições físicas do núcleo do sol e das estrelas, necessárias para obtenção de grandes quantidades de energia. O ICF consiste na focalização de feixe de íons ou *laser* em paletas de combustível deutério-trítio com poucos milímetros de espessura. O aquecimento, das camadas externas do material, causa explosão e gera uma compressão na camada mais interna implodindo o material. O núcleo do combustível é comprimido até que a fusão ocorra, espalhando uma reação em cadeia. Os microssegundos requeridos para desencadear a reação são limitados pela inércia do combustível.

O Instituto de Engenharia do Laser da Universidade de Osaka, Japão, tem feito progressos na diminuição da temperatura, com a ignição rápida. O Laser for Fast Ignition Experiment (LFEX) funciona desde 1983, tendo sido aperfeiçoado entre 1996/97. Na Europa, a pesquisa com o laser de raio-X teve início em Hamburgo e Schleswig-Holstein, Alemanha, em 2017. O European X-Ray Free-Electron Laser Facility (XFEL) conta com a participação de doze países.

Magnetized Target Fusion (MTF)

Também conhecido como fusão magneto inercial, ou magneto-inertial fusion (MIF), a abordagem pulsante de fusão combina aquecimento por compressão de confinamento inercial com transporte termal reduzido e confinado magneticamente. Pela simplicidade e baixo custo, o MTF é propício para experimentações voltadas ao aquecimento do plasma evitando contaminações.

Alguns laboratórios dedicam-se à fusão controlada do MTF, incluindo os laboratórios de Los Alamos, de Sandia e de Rochester, nos Estados Unidos. Além disso, os estudos colaborativos que exploram o regime de densidade intermediário entre fusão de confinamento magnético com fusão de confinamento inercial renderam parcerias entre o International Tokamak Experimental Reactor (ITER), na França, e o National Ignition Facility (NIF), do Lawrence Livermore National Laboratory (LLNL).

Fusão híbrida (hybrid fusion)

Neste ponto, cabe destacar o potencial do dispositivo de bomba termonuclear, no qual o reator funciona preliminarmente com o gatilho da fissão, que eleva o hidrogênio a temperaturas altíssimas necessárias para a fusão.

A combinação de fusão com fissão nuclear é referida como fusão nuclear híbrida, onde a manta que envolve o núcleo é um reator de fissão subcrítica. A reação de fusão é fonte de nêutrons para a envoltória, onde os nêutrons são capturados dando origem à reação de fissão.

A vantagem do cobertor contendo combustível de fissão, em sistema híbrido, é que dispensa o uso de novos materiais capazes de suportar o bombardeio de nêutrons, como seria necessário no sistema de fusão convencional. Adicionalmente, a produção de muitos nêutrons, para gerar mais energia do que a consumida, como no reator em escala comercial, seria desnecessária, mantendo o tamanho do reator híbrido menor.

Compact Fusion Reactor (CFR)

Em 2014, a companhia de tecnologia aeroespacial *Lockheed Martin* anunciou significativo avanço na concepção do reator de fusão nuclear. Considerado um protótipo de quarta geração, o rebatizado T4, tem reator de fusão de índice beta alto, ou seja, relação entre pressão de plasma e pressão magnética que pode chegar à unidade. Longe de ser uma reprodução do *tokamak*, dez vezes menor, com dimensões de 2 m de diâmetro por 3 m de extensão, o reator compacto promete. O T4 utiliza plasma frio parcialmente ionizado, blindagem antirradiação criogênica e quinze imãs tipo bobina de Tesla.

Com capacidade para geração de energia que pode chegar a 100 MW, o reator pode atender a uma cidade com 80 mil pessoas. O CFR utiliza confinamento de plasma por espelhos magnéticos, com dobra acentuada de campo magnético em cúspide. O emprego inovador de magnetos supercondutores proporciona a formação de campos magnéticos mais fortes com menos energia. O pequeno volume de plasma reduz a energia necessária para formação de fusão. O projeto foi planejado para substituir os emissores de micro-ondas, que aquecem o plasma, por injeção neutra de feixe, com átomo de deutério neutro transferindo energia ao plasma. Outros dois projetos de reatores visam atender diferentes escalas: o T4B de 1MW, 25 keV, 1 m de diâmetro e 2 m de extensão; e o TX de 320 MW, 7 m de diâmetro e 18 m de extensão.

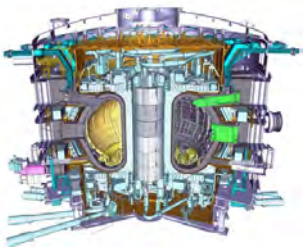
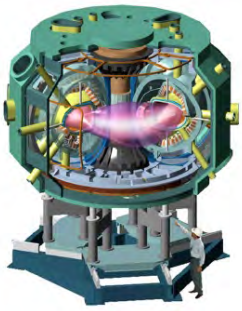
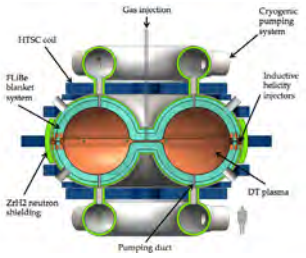
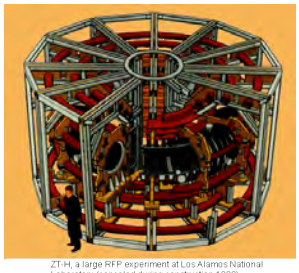
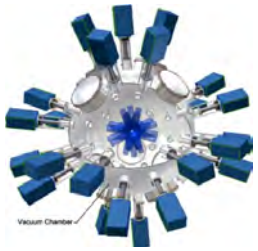
Reator de fusão a frio (cold fusion)

Experimentos de reações nucleares de baixa energia, em inglês, low energy nuclear reaction (LENR), têm sido anunciados em várias partes do planeta, embora sem muita explicação científica. Aparentemente as interações nucleares fracas são capazes de gerar nêutrons, seguidas de processos de captura. Em 1989, Martin Fleischmann (Reino Unido) e Stanley Pons (Universidade de Utah) anunciaram ter obtido a fusão a frio em aparatos de dimensões compactas e em temperatura ambiente. A N-Fusion, como também é conhecida, envolve eletrólise de água pesada, utilizando eletrodos de paládio sobre núcleo de deutério concentrada em altas densidades. Os pesquisadores declararam que calor, hélio, trítio e nêutrons foram produzidos.

Em 2011, o engenheiro Andrea Rossi e o físico Sérgio Focardi, da Universidade de Bolonha, Itália, utilizaram gás hidrogênio e cádmio em pó em dispositivo denominado catalizador de energia (E-Cat). Primeiramente, o projeto-piloto de usina teve a localização definida para a Grécia, mas, posteriormente, foi transferido para os Estados Unidos, pelo Industrial Heat LLC, com patente registrada US Patent Office nº 9115913 B1. Os experimentos continuam ocorrendo em Bolonha, pela Leonardo Corporation, cuja unidade de processamento de 470 KW de energia térmica funciona durante cinco horas no modo autossustentado, ou seja, sem fornecimento de EE externa para o coração do sistema, exceto para funcionamento de sistemas auxiliares de exaustão e medição. O poder de combustão excede três vezes o da gasolina.

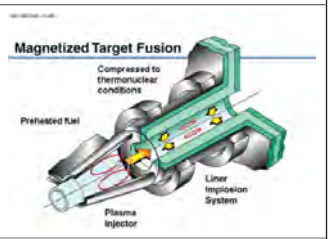
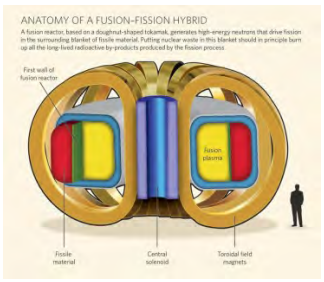
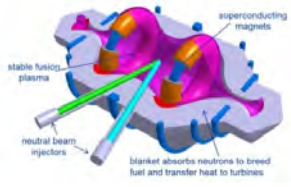
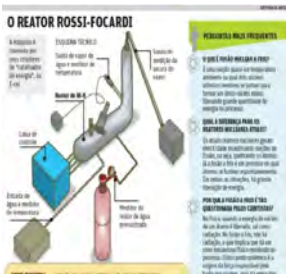
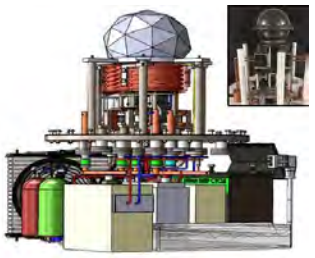
A empresa americana Brilliant Light Power promete produzir uma célula eletrolítica que utiliza H_2O para gerar plasma e energia. A SunCell assegura que poderá gerar energia através da fusão de átomos de hidrogênio (denominado hidrino pelo inventor Randell Mills) mais estáveis do que átomos de hidrogênio e formados pelo processo Black Light, relacionado a matéria escura.

QUADRO 7
Tecnologias de fusão nuclear

Tipo de reator	Características	Ilustração
Tokamak	Confinamento magnético; bobinas toroidal e poloidal; câmara de vácuo; plasma de gás aquecido; suprimento de energia significativo; indução de corrente de plasma por transformador; Injeção de feixe de nêutrons; aquecimento radiofrequência.	
Stellarator	Confinamento magnético; eixo magnético deslocado do plano; rotação da seção de bobina poloidal; superfície de fluxo elástico ao redor do torus; bobinas externas com assimetria de eixo; estabilidade de corrente livre.	
Spheromak	Confinamento eletromagnético autogerado; Deflexão do plasma para o centro da câmara; Refrigeração por hélio líquido; Toroide compacto; Área/centro de confinamento envolvida em condutor.	
Reverse Field Pinch (RFP)	Confinamento magnético; movimento radial da geometria magnética; campo magnético toroidal inverte a direção; menor intensidade de campo magnético; distribuição homogênea de magnetismo toroidal e poloidal; mais suscetível aos efeitos não lineares de turbulência; utilização do efeito dínamo para direcionar a corrente	
Inertial Confinement Fusion (ICF)	Confinamento inercial; compressão e aquecimento de D-T por feixe de laser, elétron ou íons; criação de ondas de choque direcionadas para gerar fusão; reação em cadeia após ignição; 10 mg de combustível por paleta.	

(Continua)

(Continuação)

Tipo de reator	Características	Ilustração
Magnetized Target Fusion (MTF) ou Magneto- -Inertial Fusion (MIF) = Magnetic Confinement Fusion + Inertial Confinement Fusion	Fusão magneto-inercial; plasma aquecido por campo magnético de baixa densidade; ignição por rápidas ondas de choque; longo tempo de confinamento; melhor retenção de calor.	
Hybrid Fusion Reactor Accelerator-Driven System (ADS)	Fusão híbrida com fissão nuclear; aceleradores potentes; produção de nêutrons por espalação; radioisótopos de vida-longa transformados em combustível nuclear de vida-curta; funcionamento de reatores subcríticos a Tório.	
Compact Fusion Reactor (CFR)	Série de bobinas supercondutoras; campo magnético de geometria diferenciada; reator de 100 MW; combustível D-T; relação entre pressão do plasma e pressão magnética igual à unidade.	
Cold Fusion Reactor	Sem produção de radiação; fusão de núcleos atômicos de níquel e hidrogênio; subproduto cobre; transformação de água em vapor quente; relação entrada/saída energia = 400 W/12.400 W.	
SunCell – fusão a frio	Em desenvolvimento pela empresa BLP – Brilliant Light Power, com fusão de átomos de hidrogênio (hidrinos) e liberação de energia 100 vezes maior que gasolina de alta octanagem.	

Elaboração da autora a partir de fontes diversas.

Projetos e Pesquisas relacionadas com fusão nuclear

International Tokamak Experimental Reactor (ITER) – Europa

A cooperação para o desenvolvimento e uso pacífico da energia nuclear de fusão foi proposta por Gorbachev e Reagan, em 1985, durante um encontro de superpotências em Genebra. De 1988 a 1990, os primeiros modelos do ITER foram projetados pela União Europeia, Japão, Estados Unidos e União Soviética. Posteriormente, outros países juntaram-se ao projeto.

Mais de duzentos tokamaks foram construídos pelo mundo, mas o ITER é o maior e mais prestigiado desses projetos, com sede no centro de pesquisa de Cadarache, em Saint-Paul-Lez-Durance, França. Financiado por um consórcio de nações, com participação variável, sendo Estados Unidos 8,9%, Europa 45,6% (28 países), Rússia 9,1%, China 9,1%, Japão 9,1%, Coreia 9,1% e Índia 9,1%, a maior parte dos recursos é materializada na forma de equipamentos e componentes do sistema; que têm sido entregues desde 2015, com previsão para término em 2021.

Em escala industrial, o ITER ocupa 42 hectares e foi projetado para produzir 500 MW, confinando plasma deutério-tritium por compressão magnética, em um reservatório de 19 m por 11 m, com dominância de aquecimento de partícula alfa. Os custos correspondentes à construção do *design* proposto em 2001 eram de € 5 bilhões, mas atualmente estima-se que ultrapasse os € 13 bilhões. A programação para a produção do primeiro plasma está prevista para 2025.

O gás inerte queimado no reator de fusão é o hélio. A ativação produzida na superfície dos materiais pelos nêutrons irá produzir lixo radioativo classificado como de baixíssima, baixa até média atividade. Os radioisótopos de média vida, armazenados no próprio centro de operações, podem ser reciclados em cem anos, para materiais de baixa ativação importantes para a pesquisa e o desenvolvimento. A produção de lixo atômico nas instalações é estimada em 30 mil toneladas anuais, que serão removidas da planta e processadas. A quantidade máxima de trítio (*metal hydride*) nas instalações será de 4 kg, considerada segura pelas autoridades francesas. Metade do trítio decai para hélio inerte a cada 12,3 anos.

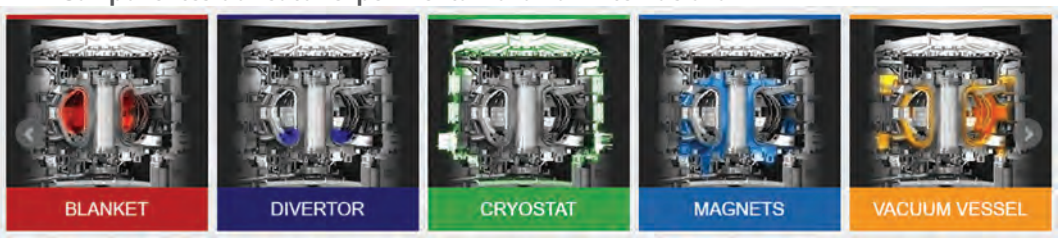
Quando a corrente ou densidade, ou pressão de plasma é muito grande para ser contida pelos campos magnéticos, o plasma torna-se instável. A ruptura pode levar a degradação, devido ao significante carregamento térmico e mecânico dos componentes da câmara e das

espirais. Os campos elétricos podem formar feixes de elétrons que podem penetrar muitos milímetros dentro dos componentes do sistema, quando o plasma é perdido. Para evitar isso, o Disruption Mitigation System (DMS) do ITER está na fase de projeto.

A operação do ITER tokamak requer de 120 MW a 620 MW de eletricidade por períodos de pico de 30 segundos. Com relação ao suprimento de água, 3 milhões de m^3/ano serão consumidos durante a fase operacional, correspondente a 1% da vazão do Canal Provence nas proximidades. A vazão requerida pode chegar a 5% do fluxo total do canal, caso seja somado o consumo do CEA, projeto anteriormente denominado Tore Supra e planejado para testar os componentes do protótipo, em Cadarache.

Durante o funcionamento do sistema, gases de hidrogênio são submetidos à temperatura e pressão extremas, transformando-se em plasma. O processo começa com os sistemas magnéticos sendo carregados antes da entrada dos gases na câmara de vácuo para que ocorra o confinamento e controle do plasma. Com correntes elétricas correndo pelo vaso, as moléculas são quebradas, ionizando os átomos e transformando a substância em plasma.

FIGURA 15
Componentes do reator experimental Tokamak Internacional



Fonte: ITER.

European High Power Laser Energy Research (Hiper) – Europa

A pesquisa de energia a laser de alta potência produz fusão nuclear com jato de laser, que comprime o átomo de hidrogênio para extração de energia. Considerado complementar ao ITER, o programa é uma etapa preliminar necessária ao processo de geração. Os cientistas apostam nas múltiplas iniciativas pois acreditam que a recompensa será colossal, representando suprimento abundante, limpo e seguro de energia.

As pesquisas relacionadas ao Hiper estão distribuídas por diversos laboratórios de vinte e cinco instituições internacionais entre os quais destacam-se Orium, Extreme

Light Infrastruture (ELI) e Prague Asterix Laser System (PALS). Os países com participação majoritária e sob a liderança do Reino Unido são a França, a República Checa, Grécia, Espanha e Itália, com total de onze países colaboradores.

Sustained Spheromak Physics Experiment (SSPX) – Estados Unidos

O programa SSPX foi criado em 1999, com a colaboração dos laboratórios de Los Alamos, Sandia, General Atomics, Instituto de Tecnologia da Califórnia, universidades da Califórnia, Wisconsin e Washington, além de reconhecido pelo Departamento de Energia americano (DoE). Trata-se do mais recente experimento que teve origem em 1952, em Lawrence Livermore, Estados Unidos. Desde então a comunidade científica americana teria avançado mais na modelagem do tokamak, enquanto o spheromak avançou mais no Japão e no Reino Unido. Até a chegada do Dynomak.

O projeto Dynomak, reator de fusão *spheromak* desenvolvido pela Universidade de Washington e financiado pelo DoE, tem a configuração similar ao *Reverse Field*. O reator incorpora o sistema de bombeamento criogênico, mas dispensa o complexo de magnetos supercondutores. O campo magnético é produzido colocando o campo elétrico no centro do plasma, utilizando fitas supercondutoras que envolvem o compartimento do reator como forma de autocontenção do plasma. O Dynomak possui uma série de características promissoras, sendo menor, mais fácil de construir, mais potente e mais econômico do que o ITER, comparável ao custo de uma térmica a carvão convencional.

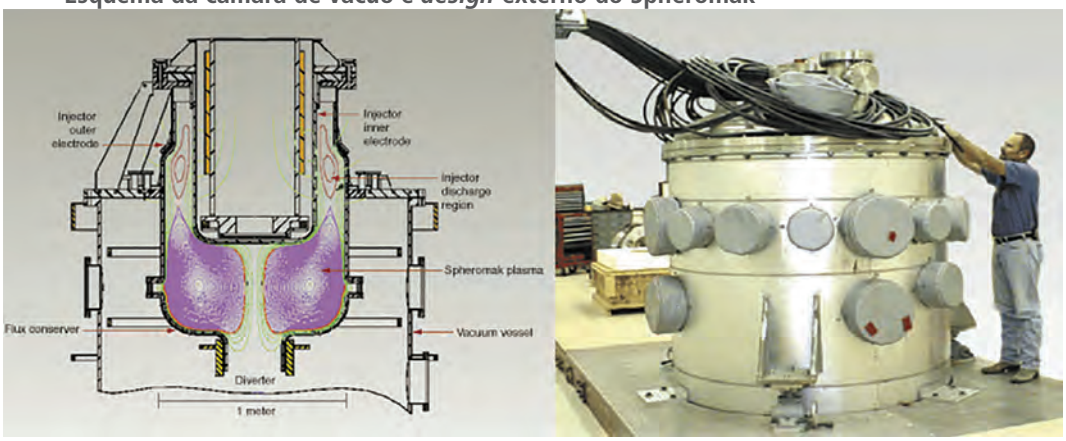
O modelo conceitual do *spheromak* foi proposto como energia de fusão magnética. O plasma é modelado na forma toroidal no *spheromak*, por meio de correntes elétricas e campos magnéticos associados, arranjados por forças magnéticas-hidrodinâmicas balanceadas ou estabilizadas por um conjunto de espirais externas. A configuração corresponde aos toroides compactos que confinam o plasma quente (100 milhões de ºC), resultando em tempos de confinamento longos (microssegundos) sem campos externos. O movimento rápido do plasma, os íons superquentes e os elétrons produzem o seu próprio campo magnético confinado, conhecido como dínamos magnéticos, num processo contínuo de autoalimentação. Os campos magnéticos e as correntes elétricas alinhados são quase paralelos dentro do plasma.

Apesar do *design* simples, o plasma produzido pelo *spheromak* tem um comportamento mais complexo e difícil de prever do que nos *tokamaks*. O código denominado *Integrated Simulations for Magnetic Fusion Energy* (Corsica) foi desenvolvido para simular esse comportamento do plasma.

Detalhes da operação: o experimento consiste na injeção de plasma de deutério na câmara de vácuo do reator, de 1 m de diâmetro e 0,5 m de altura. Capacitores suprem a voltagem de 10 kV e 0,5 MJ através de dois eletrodos, durante dois milissegundos, formando balões de plasma dentro do reator e movimentando correntes circulares de íons para criar campos magnéticos.

O conceito fundamental para compreensão do *spheromak* é o de helicidade magnética (*magnetic helicity*), que descreve a torção do campo magnético no plasma. O primeiro trabalho a respeito desse conceito foi desenvolvido pelo ganhador do prêmio Nobel de física (1970), Hannes Alfvén em 1943.

FIGURA 16
Esquema da câmara de vácuo e *design* externo do Spheromak



Fonte: LLNL. Disponível em: <https://str.llnl.gov/str/Hill.html>.

Outras experimentações norte-americanas:

- Tokamak Fusion Test Reactor (TFTR), Stellarator (NCSX) e versão demonstração de *tokamak* em parceria com Coreia do Sul (K-Demo), desenvolvidos no Princeton Plasma Physics Laboratory, dedicado ao setor desde 1951;
- Alto Campus Torus (Alcator), com alta pressão de plasma e campo magnético, no Massachusetts Institute of Technology (MIT), desde 1970;
- General Atomics (D3-D), em São Diego, desde final da década de 1980;
- Sandia National Laboratory opera a Z-Machine, sendo o maior gerador de raios-X do mundo, com cavidade de metal (*hohlraum*) utilizada para orientar indiretamente o confinamento inercial de fusão (Z-pinch), desde 2006;
- National Ignition Facility (NIF), no Lawrence Livermore National Laboratory (LLNL), completou o reator ICF, em março de 2009, aperfeiçoado com o sistema de 192 feixes de lasers ultravioletas, desde 2012; e

- Superconductor Powerful Affordable Robust and Compact (SPARC), no MIT Plasma Science & Fusion Center em parceria com a Commomwealth Fusion Systems, com produção prevista entre 50-100 MW, utiliza os campos de magnetos supercondutores de altas temperaturas quatro vezes mais fortes que amplia em dez vezes a geração de eletricidade, 2018.

Laser Mégajoule (LMJ), Petawatt Aquitaine Laser (PETAL) – França

Entre as experimentações lideradas pela Comissão de Energia da França, está o LMJ, localizado na região de Bordeaux, que iniciou as operações em outubro de 2014. A geração de 1,8 MJ, com 240 feixes de *lasers* e combustível D-T partiu do protótipo Ligne d'Integration Laser (LIL) construído em 2003. Nessa mesma instalação de High Power Laser Energy Research Facility (HiPER), está sendo elaborado o projeto PETAL, combinando pulsos longos e curtos de laser, com construção iniciada em 2014.

Joint European Torus (JET) e Mega Amp Spherical Tokamak (MAST) – Reino Unido

O JET, maior *tokamak* em operação no mundo, foi lançado em 1978, no Reino Unido, pela Euratom. Em 1999, o projeto passou a ser administrado pelo Reino Unido, United Kingdom Atomic Energy Authority (UKAEA), com programa experimental sendo coordenado pelo European Fusion Development Agreement (EFDA).

O primeiro plasma produzido pelo JET foi em 1983, sendo o primeiro experimento a produzir energia (de 5MW a 16MW) de fusão controlada, desde 1991. A manutenção no ambiente radioativo é realizada remotamente. O JET tem mostrado ser elemento-chave para testes e aperfeiçoamentos nos sistemas de engenharia e na física do plasma do projeto ITER. O sistema compacto, denominado MAST, tem sido desenvolvido em paralelo ao JET, parcialmente para servir também ao ITER.

Wendelstein 7-AS, de 1988 a 2002 e Wendelstein 7-X, versão Stellarator, 2015 – Alemanha

A primeira produção de plasma foi celebrada em 2015, no Instituto Max Planck para física do plasma (IPP), em Greifswald, na Alemanha. O reator stellarator W7-X é considerado um dos maiores do mundo, onde o plasma é formado por um sistema de cinquenta bobinas magnéticas supercondutores não planares e vinte planares. Experimentações alemãs com o reator do tipo *tokamak*, denominado *ASDEX Upgrade*, tem lugar em Charching.

Korean Superconducting Tokamak Reactor (KSTAR) – Coreia do Sul

Em meados de 2008, o Instituto Nacional de Pesquisa de Fusão Nuclear Coreano, em Daejeon, produziu o primeiro plasma. Trata-se de dispositivo piloto destinado a servir ao projeto ITER em sua fase experimental, na década de 2020. O *tokamak* tem 1,8 m de diâmetro e utiliza imãs supercondutores. O projeto ostenta o recorde mundial de plasma de alto desempenho (70 segundos), em 2016. Outra conquista foi o modo de operação avançado de plasma, utilizando barreira de transporte interno. As fases 3 e 4 do KSTAR devem avançar na tecnologia de longo-pulso e nos testes demonstrativos, até 2023 e 2025, respectivamente.

Large Helical Device (LHD), Stellarator – Japão

Desenvolvido pelo National Institute of Fusion Research (NFRI), o LHD, considerado um dos maiores stellarators do mundo, registrou formação de plasma em 1998. Similar ao JET (JT-60), o LHD demonstrou propriedades de confinamento de plasma comparado aos grandes reatores de fusão.

Chinese Fusion Engineering Test Reactor (CFETR) e Experimental Advanced Superconductor Tokamak (EAST) – China

Considerado como pertencente à próxima geração de reatores de fusão, o EAST está sendo desenvolvido pelo instituto chinês de ciência física, em Hefei, que anunciou a formação de plasma de hidrogênio com 50 milhões de ºC, com retenção de 102 segundos.

Stellarator (TJ-II), Madri, Espanha

O Laboratório Nacional de Fusão (LNF) é o centro de referência espanhol para estudos em confinamento magnético de plasma. A tecnologia de regeneração de trítio é um dos focos do LNF, juntamente com o apoio da indústria espanhola ao projeto ITER.

Heliac 1 Stellarator (H1) e fusão hidrogênio-boro, Austrália

Na Universidade Nacional Australiana (ANU), as instalações do Australian Plasma Fusion Research Facility (APFRF) operam o stellarator H1 há alguns anos, mas com aperfeiçoamentos significativos a partir de 2014. Configurações diversas de plasma possibilitam a exploração de novas possibilidades para aperfeiçoamento dos modelos de magnetismo que poderão ter lugar no futuro.

A Universidade de Nova Gales do Sul, em conjunto com a empresa HB11 Energy, desenvolvem a fusão de hidrogênio-boro por meio de dois lasers de alta potência, com rajadas rápidas. Forças não-lineares precisas são geradas por feixes de raio X, com comprimento de onda de oito nanômetros, quinhentas vezes menor que a luz visível. Na escala de petawatts, os pacotes ou pulsos de energia duram trilionésimos de segundo, compactando um quatrilhão de watts que gera uma reação em avalanche dos núcleos dos dois elementos.

Tokamak (TCABR), USP

Existem três experimentos com *tokamaks* em território brasileiro.

1) Do Laboratório de Física do Plasma (LFP) – do Instituto de Física da USP, que organiza experimentações no tokamak TBR, desde 1978, com operação a partir de 1998, onde duas linhas de pesquisa são enfatizadas:
   - o estudo de borda plasmática;
   - o controle da atividade magnetohidrodinâmico;

   O experimento tornou-se possível com a colaboração da Agência Internacional de Energia Atômica (AIEA) e do Centro de Pesquisas de Plasma da Suíça.
2) Da Universidade Estadual de Campinas (Unicamp), desde 1996, com equipamento pequeno de núcleo de ferro, oriundo da Universidade de Quioto, no Japão, para estudar interação do plasma e desenvolvimento óptico.
3) Do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), o *tokamak* esférico desenhado nacionalmente ficou pronto, em 1993, e investiga a orientação de corrente por frequência de rádio.

5.4.2 Em fissão nuclear

A tecnologia em fissão nuclear existe desde a década de 1930 e consiste na obtenção de grandes quantidades de energia por meio do impacto controlado de nêutrons em átomos pesados (urânio), resultando na formação de átomos menores, além da liberação de nêutrons e energia cinética convertida em calor. As primeiras gerações de tecnologias de reatores de fissão nuclear utilizam água leve, conforme a classificação dada pela OCDE e NEA (2012).

Primeira geração de reatores

O reator de primeira geração (1950-1960) com água pressurizada, em inglês, *pressurized water reactor* (PWR), foi utilizado para fins militares na propulsão naval, no qual a água de refrigeração bombeada em alta pressão para o núcleo do reator é aquecida pela reação de fissão nuclear.

Segunda geração de reatores

A segunda geração de reatores (1970-1990) teve como base a mesma tecnologia PWR, também conhecida como Vodo-Vodyanoi Energetichesky Reaktor (VVER), na Rússia. Correspondente a 60% dos reatores em escala comercial, em 2010, o PWR tem como combustível o urânio, sendo a água mantida em alta pressão para evitar a ebulição e refrescar o reator, além de moderar a reação nuclear.

O reator com ebulição da água ou Boiling Water Reactor (BWR), ainda de segunda geração, é o segundo tipo mais comum de reator comercial, com aproximadamente 20% do mercado, em 2010. Embora o funcionamento seja análogo ao PWR, no que se refere à funcionalidade da água como moderador e resfriador, o BWR transforma a água em vapor a menor pressão repassando-o diretamente à turbina geradora.

O terceiro tipo de reator mais comum de segunda geração é o reator com água pesada pressurizada, *pressurised heavy water reactors* (PHWR), com 10% do mercado de participação, em 2010. Os PHWRs têm como principal característica o uso da água pesada, com 99% de moléculas D_2O, ou seja, deutério isótopo do hidrogênio, como moderador e resfriador. A efetividade da água pesada como moderador é maior que a água leve, o que permite evitar o enriquecimento do urânio. Em compensação, extrair a água pesada da água comum significa obter menos de 1% de seu volume em estado original.

Uma variação do PHWR é o Canadian Deuterium Uranium (Candu), que se difere pela ausência do vaso de pressão do reator. O modelo de série de tubos horizontais de pressão do Candu tem a vantagem de poderem ser reabastecidos um por vez durante a operação do reator. Em tecnologias que utilizam a água leve, o reabastecimento requer desligamento do reator.

Os reatores resfriados a gás, denominados em inglês como *gas-cooled reactor* (GCR), são utilizados no Reino Unido, representando menos de 4% do mercado

em 2010. Entre as principais características estão o uso de dióxido de carbono para resfriamento, de grafite como moderador, de urânio natural/enriquecido como combustível, além de serem reabastecidos durante a operação.

O reator resfriado por água leve e moderado por grafite, Reaktor Bolshoi Moshchnosti Kanalnye (RBMK), tem 3,4% do mercado em 2010. A ebulição do resfriador funciona como no BWR, com vapor passando direto para a turbina. Modificações importantes de projeto foram necessárias nesse tipo de reator para aumentar a segurança, especialmente após o acidente de Chernobyl, na Ucrânia em 1986.

Os reatores termais antes mencionados contrastam com o reator de reprodução rápida, em inglês, *fast breeder reactor* (FBR), desenhado para aproveitar a energia cinética de mais nêutrons em alta velocidade. O excesso de nêutrons criados e convertidos em isótopos férteis (U_{238} e Th_{232}) mimetiza um processo de reprodução de material passível de fissão. O processo permite a reciclagem com extração de trinta a sessenta vezes mais energia do urânio, comparado aos reatores termais. O tipo FBR tem pelo menos mais três unidades em construção, principalmente por ser considerado mais sustentável. Em 2010, o FBR contava com 0,2% de fatia do mercado mundial de reatores.

Terceira geração de reatores

O reator nêutron-termal, tipo avançado de light water reactor (LWR), considerado de terceira geração (1990-2000), utiliza novos mecanismos de segurança com mais economia. Alguns podem operar com combinação de óxidos para combustão, em inglês, *mixed oxide fuel* (MOX), reprocessando urânio e plutônio utilizados anteriormente. Os reatores ABWR, ACR1000, AES-92, AP1000, APWR, EPR e ESBWR são evoluções derivadas do PWR e do BWR.

A entidade que representa a indústria mundial de energia nuclear, em inglês, World Nuclear Association, estima que o combustível utilizado e recuperado em um reator ainda contenha 96% do urânio original ou de plutônio formado no núcleo do reator. Portanto, o uso ineficiente desse combustível é insustentável e merece todos os esforços de P&D no sentido de promover sua reutilização. Embora cerca de um terço dos reatores da França atualmente em funcionamento utilizem MOX, alguns especialistas consideram que o método pode ser pouco econômico, além de aumentar o risco de proliferação para armamento.

Quarta geração de reatores

Os reatores da nova geração (quarta geração após 2030), como o Supercritical Water Reactor (SCWR), cuja versão demonstração está prevista para 2022, e o very-high-temperature reactor (VHTR) são projetados para atingir pontos críticos de temperatura e pressão da água, ainda que esta continue funcionando para resfriamento, evitando a transferência secundária de calor. A água em fase supercrítica, nem líquida nem vapor, passa do reator diretamente à turbina, sem o trocador de calor secundário, como ocorre no PWR. A eficiência termal do SCWR passa para 45%, em vez dos 33% do PWR, além do desenho ser mais simples, refletindo em maior economia.

O fórum internacional para atualização tecnológica sobre sistemas de energia nuclear de quarta geração, denominado Generation IV International Forum (GIF), é promovido pela OCDE desde 2000 (OECD, 2014). Em 2001, o GIF elaborou uma lista de seis dos mais promissores projetos de reatores. A análise de 2014 avaliou o *status* corrente para cada sistema tecnológico, classificando-os nas fases de viabilidade, desempenho e comercialização.

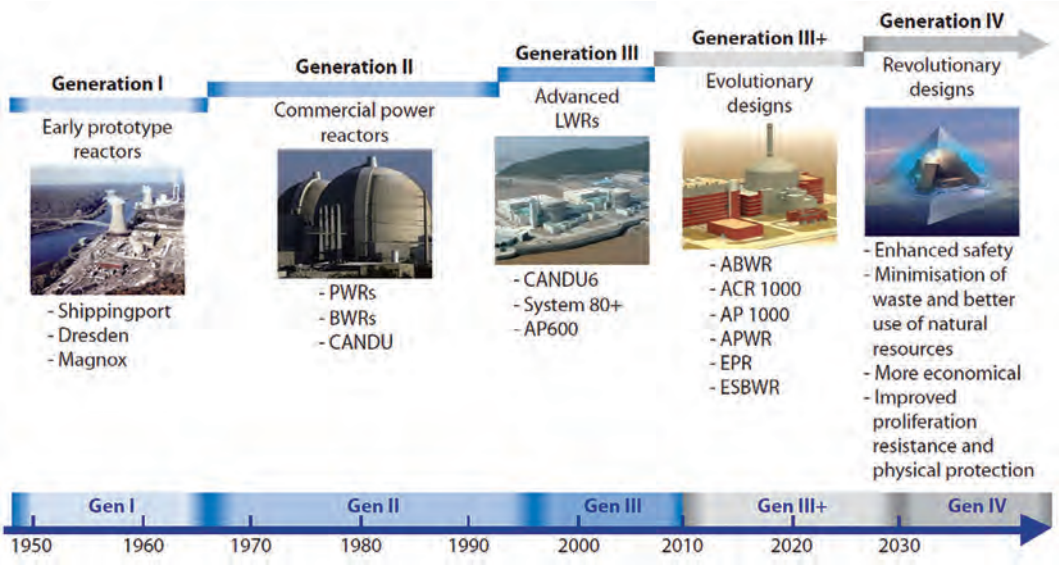
O relatório esclarece que significativos recursos foram aplicados no desenvolvimento de duas tecnologias indicadas em 2002, o SFR e VHTR, devido aos esforços históricos associados a essas tecnologias. Enquanto isso, recursos limitados foram aplicados nas tecnologias remanescentes, quais sejam: Supercritical-Water-Cooled Reactor (SCWR); Lead-cooled Fast Reactor (LFR); Gas-cooled Fast Reactor (GFR); e Molten Salt Reactor (MSR).

A motivação para ter um portfólio de quarta geração advém da necessidade de obter maior sinergia de ciclos de combustível simbióticos. Várias combinações de poucos sistemas como, por exemplo, a conciliação entre reatores térmicos e reatores rápidos, para acomodar os períodos de transição, consubstanciariam o modelo a ser seguido. O estudo identificou os desafios de P&D remanescentes e as formas de superá-los, por meio da cooperação internacional. Para a quarta geração de sistemas, são analisadas as tendências de projetos sem resfriadores a base de água, com temperaturas mais altas de operação, reatores de alta densidade de energia e integração de ciclo de combustível ou instalações químicas.

As lições apreendidas do acidente da usina de Fukushima Daiichi demonstraram a necessidade de remoção confiável de calor residual e de exclusão das liberações externas, em situações extremas. Todos os sistemas de segurança da usina falharam por falta de

EE, até mesmo os geradores auxiliares. À medida que foi faltando refrigeração, os três reatores foram sendo danificados gradativamente, o primeiro, algumas horas depois do tsunami; o segundo, dois dias depois; e o terceiro, três dias após o abalo sísmico.

FIGURA 17
Evolução dos reatores classificados em gerações



Fonte: Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE).
Obs.: Technology Roadmap Update for Generation IV Nuclear Energy Systems International Forum, Jan. 2014.

Reatores modulares pequenos

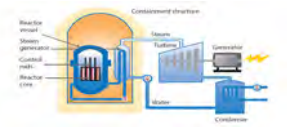
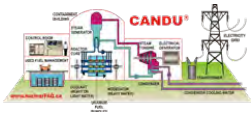
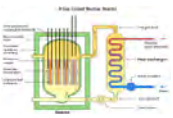
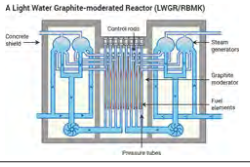
Os reatores modulares pequenos, em inglês, *small modular reactor* (SMR) produzem energia abaixo de 300 MW, sendo indicados para nichos de mercados descentralizados e isolados, quando a produção industrial modular tende à customização. Para mercados convencionais em rede com o mínimo de competitividade, a estrutura mais leve do SMR pode representar maior flexibilidade e economia.

A portabilidade e a facilidade na construção são as principais características dos reatores que estão por vir. As configurações inovadoras dos reatores modulares são muito mais eficientes, seguras, econômicas e confiáveis do que os reatores avançados da atualidade, com potencial para estruturar a base do fornecimento de eletricidade do sistema energético. Segundo os especialistas, repensar a elaboração de projetos de reatores de modo a convergir para uma concepção mais autônoma, ancorados no monitoramento por sensores e na robótica, intensificará de forma dramática essa transição estratégica para o futuro do setor energético.

Outros projetos de reatores modulares relacionados incluem:

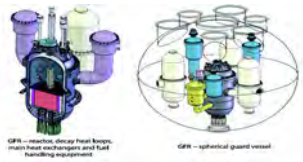
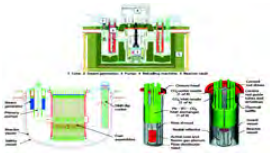
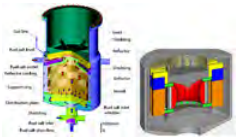
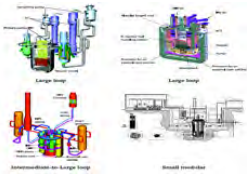
- SSTAR – small, scaled, transportable, autonomous reactor, 10-100 MW, projetado para lançamento em 2030;
- Hyperion – uranium hydride com potência de 25 MW ao custo de US$ 25 milhões;
- NuScale – com gerador a vapor de 45 MW, com lançamento ocorrido em 2015;
- Badcock & Wilcox, mPower – inclui gerador a vapor de 125 MW;
- Integral Fast Reactor (IFR) – Advanced Reactor Concept (ARC), ARC-100, de 100 MW de potência foi projetado para queima de lixo nuclear;
- Terra power thorium reactor – escalável e com tempo de vida do combustível, sem mineração, sem enriquecimento, sem necessidade de reprocessamento do minério, muito menos de estocagem de resíduo;
- Carem-25 – protótipo argentino de 27 MW;
- KLT-40S – equipamento russo, com dois módulos de 35 MW;
- Smart – coreano, com potência de 90 MW;
- mPower – norte-americano, com dois módulos de 180 MW;
- NuScale – dos Estados Unidos, com doze módulos de 45 MW;
- Holtec HI-SMUR – Estados Unidos de 160 MW; e
- Westinghouse SMR – Reino Unido, de 225 MW de potência, segundo a IAEA, 2014.

QUADRO 8
Evolução histórica dos principais tipos de reatores de fissão nuclear

Geração	Tipo	Características	Ilustração
Primeira (1950-1960)	Primeiros protótipos para fins militares (Shipping Port) e para usinas comerciais (Dresden, Magnox).	Sistema pioneiro com água pressurizada, para evitar ebulição, funcionando para refrescar o núcleo do reator e como moderador do processo de fissão.	
Segunda (1970-1990)	Pressurised Water Reactor (PWR);Vodo-Vodyanoi Energetichesky Reaktor (VVER).	A reação nuclear aquece a água no primeiro circuito que, por sua vez, aquece a água no segundo ciclo, produzindo vapor que movimenta a turbina geradora de eletricidade.	
	Boiling Water Reactor (BWR).	Enquanto resfriador, a água entra em ebulição e o vapor resultante é repassado diretamente às turbinas.	
	Pressurised Heavy Water Reactor (PHWR); Canadian Deuterium Uranium (Candu).	Água pesada (D_2O) pressurizada utilizada como moderador e resfriador, permitindo o uso de urânio natural como combustível.	
	Gas-Cooled Reactor – GCR (Reino Unido).	Dióxido de carbono utilizado como resfriador e grafite como moderador. Modelos antigos utilizavam urânio como combustível e urânio enriquecido.	
	Reaktor Bolshoi Moshchnosti Kanaly (RBMK).	Água como resfriador entra em ebulição, com aperfeiçoamentos nos sistemas de fechamento e isolamento, no núcleo e no desenho de controle das varetas, após acidente de Chernobyl.	
	Fast Breeder Reactor (FBR).	Reprodução de nêutrons rápidos usados para converter isótopos férteis (U_{238} e Th_{232}) para fissão.	
Terceira (1990-2000)	Advanced Boiling Water Reactor (ABWR).	Desenho evolucionário, aperfeiçoamento de segurança, com economia.	
	Advanced Pressurized Water Reactor (APWR), AP1000, ACR1000 – Advanced Candu Pressure Reactor.	Intensifica a utilização do urânio e a eficiência da planta, empregando grandes geradores de vapor e grandes turbinas.	
	Economic Simplified Boiling Water Reactor (ESBWR).	Sem peças rotatórias no compartimento de pressão do reator, com resfriador escoado para o núcleo devido à circulação natural.	
	Evolutionary Power Reactor – EPR. (França e Alemanha).	Utiliza óxido de urânio enriquecido ou reprocessado com óxido de plutônio, operando sob severas medidas de proteção contra acidentes.	

(Continua)

(Continuação)

Geração	Tipo	Características	Ilustração
Quarta (Pós-2030)	GFR – Gas-cooled Fast Reactor	Nêutron-rápido sem moderador e sem circuito secundário. Hélio pressurizado esfria o reator e move a turbina. Geração de 2.400 MW. Reator experimental de pequeno porte –Allegro	
	Lead-cooled Fast Reactor – LFR (Rússia).	Nêutron-rápido, sem moderador e com chumbo-bismuto resfriador. Esforços de P&D em corrosão de materiais, consumo de lixo nuclear-MOX, instrumentação de núcleo e impacto sísmico.	
	Molten Salt Reactor (MSR).	Combustível dissolvido em solução de fluoreto, que age como resfriador, com sal fundido no circuito secundário, grafite como moderador e reprocessamento.	
	Supercritical-Water-Cooled Reactor (SCWR).	Água com alta pressão e temperatura, elimina o circuito secundário, maior resistência dos materiais. Conceito avançado de projeto testa a montagem de combustível fora de pilha.	
	Sodium-Cooled-Fast Reactor – SFR. (China, Índia, Japão, Rússia).	Nêutron rápido sem moderador. Configuração modular, em piscina e em circuito. P&D na prevenção de combustão do sódio, avaliação econômica e otimização operacional.	
	Very High Temperature Reactor (VHTR)	Temperatura acima de 1000 ºC, entre 150 GW e 200 GW dia/ton de metal pesado. Usa o hélio como resfriador e grafite como moderador. Maior resistência dos materiais.	
Fora de padronização	Small Modular Reactor (SMR).	300 MW, modularidade e escalabilidade para projeto e construção.	

Fontes: Elaboração da autora a partir de fontes diversas, inclusive OECD e NEA (2012).

No Brasil, Angra 1 e 2 são responsáveis por gerar cerca de 1% da energia consumida no país. Angra 3 recebeu R$ 10 bilhões para construção, mas precisa da suplementação de R$ 16 bilhões para ser concluída em 2026. Os gestores do projeto têm a perspectiva de formar parceria com nações mais avançadas, com o objetivo de reciclar o conhecimento, estado da arte, e obter recursos para conclusão do projeto.

Além da aplicação para fins de geração energética, a utilização da tecnologia no tratamento de doenças também é lembrada. O Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares (IPEN), da USP, produz radioisótopos de meia vida (entre seis e dez horas de duração) para aplicação em medicina, além de desenvolver o Reator Multipropósito Brasileiro (RMB). Este será instalado em Iperó, no Centro Experimental de Aramar.

5.5 Bioenergia (biomassa e biocombustíveis)

O potencial de produção de bioenergia, estimado por instituições especializadas no assunto, tem variado bastante, de acordo com a metodologia utilizada. O IPCC, em 2000, chegou a divulgar o volume de 1.300 Exajoules de bioenergia gerada até 2050, ou seja, cerca de 40 Ej/ano. A rede Energy Technology System Analysis Programme (IEA-ETSAP) trabalha com estimativas menos modestas, pois considera que o ritmo de progresso tecnológico permite alcançar de 100 EJ a 500 EJ/a.a., até 2050, sendo que entre 40 EJ e 170 EJ viriam de resíduos; 60 EJ e 100 EJ de resíduos florestais; e 120 EJ e 150 EJ de plantações energéticas (Chum[38] *et al.*, 2011 *apud* IEA-ETSAP, 2013).

Para alcançar tais metas, as premissas de todas essas estimativas são de que as necessidades de segurança alimentar, tanto para humanos como para animais, estejam plenamente supridas, além de excluir os desmatamentos. A fonte bioenergética, alimentada por matéria orgânica, pode ser de origem animal ou vegetal. Portanto, os resíduos florestais, agrícolas, bovinos, suínos, além da matéria orgânica produzida pelas indústrias e residências estão incluídos na lista de bioenergéticos. A transformação dessa energia biológica em produção elétrica ocorre por processos diversos.

5.5.1 Biomassa

Nesse espaço, é feito um breve resumo das tecnologias utilizadas para extrair energia da biomassa, já que os ciclos teóricos de produção de energia termelétrica foram revisados anteriormente.

O bagaço de cana é o principal insumo energético do país. Concentrado no cerne da indústria sucroalcooleira, a importância do segmento tem aumentado devido à modernização das usinas termoelétricas de cogeração, que geram excedentes

38. Chum, H. *et al.* Bioenergy. *In*: Edenhofer, O. *et al*. *IPCC special report on renewable energy sources and climate change mitigation*. United Kingdom; United States: Cambridge University Press, 2011. Chapter 2.

de eletricidade suficiente para animar a diversificação da receita dos produtores de cana. Ademais, a lixívia e a lenha, oriundas da indústria de papel e celulose e do reflorestamento energético vêm aumentando a participação no mercado.

A geração de bioeletricidade utiliza, majoritariamente, o ciclo a vapor de Rankine, passando pelas etapas de compressão, aquecimento ao ponto de vapor saturado e geração de energia na turbina, quando um novo ciclo recomeça após a condensação a vácuo. A cogeração de calor e bioeletricidade é utilizada na indústria sucroalcooleira e de papel-celulose. Biomassas sólidas requerem etapa preliminar de gaseificação, sendo o fluido utilizado em turbinas a gás ou motores de combustão, caso dos resíduos agropecuários e urbanos.

A geração de energia também ocorre pela conversão de material orgânico em ambientes anaeróbicos, por meio de biodigestores, tendo como insumo os resíduos sólidos domésticos, agropecuários e industriais. O biogás resultante pode ser destinado ao aquecimento e cozimento, assim como, o lodo resultante da biodigestão pode ser incinerado. O segundo volume da série NGI, que trata de saneamento, discorre sobre a matéria com maiores detalhes.

Chohfi, Dupas e Lora (2004) estudaram o balanço entre emissões e sequestro de CO_2 no setor sucroalcooleiro, utilizando a metodologia de avaliação de ciclo de vida. Os resultados mostraram que, enquanto 145,3 ton.CO_2/hectare/ciclo foram capturadas no cultivo da cana-de-açúcar, 111,5 ton.CO_2/hectare/ciclo foram emitidos na cogeração de energia. Portanto, o saldo favorável correspondeu a 33,8 CO_2/hectare/ciclo.

Contudo, a conversão de biomassa em EE em larga escala depende de oferta massiva de resíduos, sejam florestais, agropecuários ou urbanos. Para isso, as centrais bioenergéticas precisariam ganhar maior flexibilidade, no que se refere à admissão de todo tipo de biomassa.

Apesar disso, a EPE é otimista, pois considera que o potencial de aproveitamento da bioeletricidade na forma de geração centralizada tem expectativa de chegar a 348 TWh, em 2050. Os dados de 2014 mostraram uma produção de 136 TWh. Na forma distribuída, o potencial foi calculado em 35 TWh, em 2014, enquanto, em 2050, poderá chegar a 67 TWh, EPE (2016b, p. 209).

5.5.2 Biocombustíveis

A fonte para produção dos combustíveis é o material biológico de origem vegetal e animal, portanto, renováveis. Coletado pelas plantas, que processam a fotossíntese

a partir da energia solar, assim como, pela autoprodução de dejetos dos animais, os biorrecursos são menos poluentes, mas também podem ser considerados limitados, além de menos eficientes que os combustíveis fósseis.

O etanol, majoritariamente extraído da cana e do milho, produzido em escala comercial, é geralmente destinado à movimentação de veículos leves. Enquanto o biodiesel é consumido pela frota de veículos pesados. O biodiesel é resultado da composição de elementos, cuja predominância é soja, com aproximadamente um quarto da cultura sendo destinada a esse fim, 50 mil boe/dia. O bioetileno é utilizado para produção de embalagens biodegradáveis, sendo a primeira fábrica criada em 2010, com capacidade de produção de 200 toneladas/ano (IEA, 2012).

Veículos movidos a etanol representaram um grande avanço quando a versão dos motores *flex* foi lançada. Entretanto, o menor desempenho com relação à gasolina inibe uma maior adesão da população. O biodiesel é biodegradável e não tóxico, reduzindo a octanagem dos veículos, o que resulta em queima mais limpa. O propano (GLP) e o gás natural liquefeito (GNL), estocados em tanques pressurizados, são bastante eficientes para frotas de veículos médios e pesados.

Os motores híbridos, normalmente movidos à gasolina-elétricos, poderiam utilizar biocombustíveis. Os modelos convencionais apresentam economia relevante e reduzida emissão de GEE, sendo representados pelos veículos japoneses pioneiros como Honda Insight e Toyota Prius, lançados em 1999. Os modelos operam com bateria, que dá partida no motor e abastece o veículo em baixas velocidades, com recarregamento automático via freio regenerativo e combustão interna, sem precisar plugar na eletricidade. Em 2013, existiam mais de quarenta tipos diferentes desses modelos, com 200 mil veículos vendidos. Os híbridos com grandes e pesadas baterias, recarregáveis na rede elétrica ou geradores com *plug-in*, costumam apresentar autonomia limitada.

Os puramente elétricos dispensam a gasolina e o etanol, com preços que variam entre US$ 30 mil e US$ 80 mil, para o Nissan Leaf e o Tesla Model S, respectivamente. Em 2013, onze modelos de veículos elétricos estavam à venda. Os veículos movidos a células de combustível de hidrogênio (passível de extração a partir do etanol) são de duas a três vezes mais eficientes do que o motor a gasolina. Entretanto, os investimentos para desenvolver as células e para construir a rede de distribuição de hidrogênio diminuem a viabilidade da proposta. As fábricas trabalham em modelos que dificilmente chegarão aos mercados. Veículos movidos à energia solar são experimentais, mas há notícias

de que exemplares holandeses podem ultrapassar a marca de 3 mil km rodados, com carroceria e carregamento limitados (compósito de titânio).

As tecnologias de obtenção dos biocombustíveis são divididas em quatro tipos, conforme os avanços ocorridos na busca de uma produção mais sustentável. Em última instância, o progresso tecnológico parece convergir para o uso de matéria-prima inesgotável, disponível em larga escala e barata (Aro, 2016).

O parâmetro utilizado para medir o percentual de conversão química em energia pela reação fotossintética é denominado melhoria da eficiência na conversão fóton-combustível, em inglês, Improvement of Photon-To-Fuel Conversion Efficiency (PFCE). O PFCE é usado para fazer comparações entre eficiências nos diferentes processos de fabricação de eletricidade por células solares (Inganas e Sandstrom,[39] 2016; *apud* Aro, 2016). A produção de etanol de cana e de biodiesel de dendê do Brasil serve como padrão, pois tem o PFCE mais sustentável, de 0,16% e 0,15%, respectivamente, quando comparado à produção europeia a partir do trigo e colza (cruzamento de couve e nabo). Porém, o mais interessante a observar é que o PFCE no processo de produção de combustível fotobiológico pode chegar a 10%, nos organismos projetados.

QUADRO 9
Tecnologias de biorrefinamento

Tipo	Características	Processamento
Primeira geração Cana, milho, canola, palma; conversão em etanol, metanol, biodiesel.	Baixa flexibilidade; insumos alimentícios, açúcar, óleos, além de celulose; derivados fixos; produção de GEE.	Fermentação por levedura convencional; transesterificação por catalizadores alcalinos; moagem a seco de grãos.
Segunda geração Resíduos florestais, agrícolas e industriais; conversão em etanol celulósico; biocombustíveis sintéticos.	Bioconversão lignocelulósica; palha, bagaço; maior flexibilidade na produção final; balanço favorável de GEE; até 90% de redução de CO_2.	Pré-tratamento; rota bioquímica com enzimas para quebra de celulose; rota termoquímica com gasificação e pirólise.
Terceira geração Biomassa projetada; conversão em bioprodutos, bióleos; remoção de não combustíveis.	Uso de biotecnologia na produção de biomassa, como as microalgas; baixo teor de lignina e alto teor de açúcar; máxima flexibilidade com o uso de diversos tipos de biomassa.	Prensagem física, biorreatores; processos fotobiológicos; incremento da síntese de lipídio no metabolismo das algas sem comprometer o crescimento.
Quarta geração Microrganismos sintéticos projetados; captura de carbono; conversão em eletrocombustível e combustível fotobiológico.	Bioenergia com armazenamento de carbono; uso da biotecnologia para produção de plantas e árvores com maior absorção de CO_2; pesquisa genômica (cianobactérias e algas unicelulares, para produção de químicos e combustíveis (H2, etanol, ácido lático).	Fábrica ou viveiros de microrganismos sintéticos; metabolismo fermentativo de C; hidrogenasse; utilização de água (combustível base H) e CO_2 (combustível base C).

Fontes: BiodieselBR e ARO (2016). Disponível em: <https://goo.gl/sVc4Ji> e <https://goo.gl/PKd86U>.

39. Ingana, O.; Sundstro, V. *Solar energy for electricity and fuels*. Ambio, 2016.

5.6 Energia eólica

A concentração de aerogeradores em parques eólicos, localizados em regiões de ventos intensos, em terra (onshore) ou no mar (offshore), visa tornar o investimento na geração da fonte renovável mais rentável. Aerogeradores de 100 kW agrupados fornecem produção para a rede, enquanto os geradores fora de rede, atendem às comunidades isoladas ou produções privadas. Algumas turbinas eólicas podem alcançar 5 MW (Protótipo Cypress-GE) de capacidade nominal, isoladamente, dependendo do porte e do alcance na captação do vento. Portanto, a energia eólica, como toda renovável, habilita-se a abastecer tanto os sistemas centralizados como os distribuídos.

O impacto dessa mudança tecnológica pode ser evidenciado pelo cálculo do potencial eólico nacional. No começo da década de 2000, o atlas de energia eólica identificou o potencial de 143 GW, para torres eólicas de 50 m de altura. Entretanto, a tecnologia para torre de 100 m já existia e podia gerar até 3 MW, sendo possível projetar um potencial que ultrapassaria os 400 GW, na avaliação da Abeeólica. Em 2005, projetavam-se torres de 120 m e 5 MW. Atualmente os projetistas consideram a viabilidade de construir torres de 170 m, com capacidade para 6 MW.

A poluição sonora e a interferência na rota de aves migratórias são alguns dos inconvenientes do atual estágio de desenvolvimento tecnológico das turbinas horizontais. Porém, inovações e aperfeiçoamentos estão a caminho, como o uso de mais engrenagens no acoplamento do turbo-gerador e a utilização de turbinas verticais nos centros urbanos, evidenciados no levantamento dos tipos de aerogeradores relacionados a seguir.

Quanto ao funcionamento, os aerogeradores podem ser classificados em assíncronos (duplamente alimentado) e síncronos, segundo SRLDC/SEI.

1) No grupo assíncrono, o eixo da turbina eólica está acoplado ao eixo de gerador assíncrono trifásico, com rotor de gaiola ou rotor bobinado. Entre o gerador e a turbina existe um ampliador de velocidade, devido à diferença de velocidade entre a turbina e o gerador. Características: simplicidade, rusticidade, econômico, eletricamente eficiente, padronizado, menos eficiente na aerodinâmica, caixa de marcha incluída, estresse mecânico e ruidoso.
2) Quando duplamente alimentado, é bastante flexível, pois atende a conversão eólica--elétrica da energia cinética dos ventos. Características: menos ruidoso, menor estresse mecânico, conversor pequeno, menos eficiente eletricamente, caixa de marcha incluída e mais dispendioso.

3) No grupo síncrono, o eixo da turbina eólica está acoplado ao eixo de gerador síncrono trifásico, com acionamento independente no rotor ou imãs permanentes no rotor. Para potência maior que 1MW, dispensa ampliador de velocidade, mas utiliza o acoplamento planetário entre turbina e gerador. Características: menor estresse mecânico, menos ruidoso, aerodinâmica eficiente, sem caixa de marcha, eletricamente menos eficiente, conversor grande, oneroso, com gerador complexo, pesado e grande.

Quanto à configuração, as turbinas podem ser classificadas como a seguir.

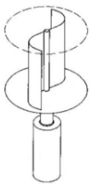
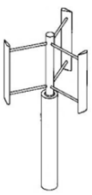
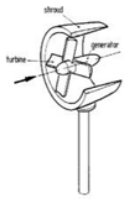
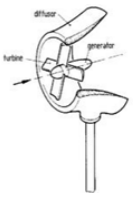
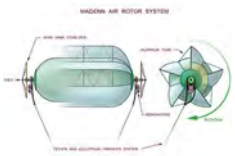
1) Turbinas eólicas horizontais (rotor de eixo horizontal) predominam nos projetos, numa relação de cinco horizontais para uma vertical, pois apresentam maior rendimento e maior relação benefício/custo. Geralmente projetados com três pás, essas permanecem orientadas conforme a direção do vento, contra ou a favor dele, conforme o tipo de mecanismo de direcionamento do rotor. As turbinas mais eficientes podem chegar a 120 m de altura, com cabeça de torre de 500 toneladas.
2) Turbinas eólicas verticais (rotor de eixo vertical) são adequadas para regiões de ventos turbulentos, ou seja, sem direção predominante, dispensando sistema de alinhamento com a direção do vento e apresentando menor colisão com os pássaros. Especialmente propícias para ambientes urbanos, onde a produção de menor ruído torna-se determinante para escolha de modelo. Entre as principais desvantagens está a menor eficiência, devido às torres serem mais baixas.
3) Turbinas concentradoras de energia eólica têm a aerodinâmica capaz de triplicar a geração de energia de uma turbina convencional. A estrutura de borda em anel rodeia as lâminas e produz uma turbulência favorável à formação de uma zona de baixa pressão atrás da turbina, permitindo que mais vento passe através dela, aumentando a rotação das lâminas e produzindo mais energia. No Japão, onde as pesquisas estão mais avançadas, a denominação atribuída pela Universidade de Kyushu à inovação é de lentes de vento, em inglês, *wind lens*.
4) Turbinas eólicas flutuantes são geradores eólicos móveis. O sistema rotor de energia eólica, Magenn Air Rotor System (MARS), coleta a energia do vento para gerar eletricidade enviando-a pelo tirante de 330 m. Ideal para lugares de difícil acesso ou para atender situações de emergência, a turbina experimental pode gerar 10 kW, com potencial para aproveitamento de ventos de até 100 km/h.
5) As pipas geradoras de energia, Kite Power System (KPS) estão sendo testadas no Reino Unido pela Shell, Schlumberger e EON. O projeto com configuração de 17 m de envergadura custou US$ 6,4 milhões (2017), mas a economicidade dos materiais utilizados na confecção do sistema parece justificar o investimento. O potencial de extração de energia varia de 500 kW a 3 MW por sistema.

QUADRO 10
Tecnologias de aerogeradores

Classificação/figura	Tipo/características	Desenho esquemático
Turbinas eólicas horizontais	Engrenagem e gerador dentro do nacele (carcaça – compartimento do motor); rotor, conjunto de pás e sistemas de controle (cubo); eixo, que transfere a energia do rotor para o gerador; gerador, que converte energia mecânica em EE.	
	Gerador vertical no topo da torre.	
	Engrenagem e gerador na base da torre.	
	Engrenagem no nacele e gerador na base da torre.	
	Duas engrenagens separadas e gerador na base da torre.	
	Gerador orientado pelo rotor sem engrenagem.	
Turbinas eólicas flexíveis	Protótipo SUMR50 de 50 MW, ideal para plataformas offshore, onde os ventos fortes dobram e juntam as pás, em alinhamento com a carga.	

(Continua)

(Continuação)

Classificação/figura	Tipo/características	Desenho esquemático
Turbinas eólicas verticais	Darrieus – perfil aerodinâmico semelhante às asas de aviões; força aerodinâmica de sustentação; velocidade alta; eficiência alta; custo alto.	
	Savonius – força de arrasto predomina pela pressão do ar sobre as pás; dispositivo de arrasto para transferência de movimento; torque alto; velocidade baixa; eficiência baixa; custo alto.	
	Darrieus-Savonius ou H – formação híbrida de turbinas acopladas no mesmo eixo.	
Turbinas concentradoras	Turbina eólica com envoltória.	
	Turbina eólica com difusor.	
Turbinas móveis flutuantes	Turbina eólica de rotação do ar portátil.	
	Pipa geradora de energia.	

Fontes: Elaboração da autora a partir de fontes diversas, inclusive *pool* de universidades norte-americanas (SUMR50), Hau e Renouard (2013).

5.7 Energia hidráulica

Em sua versão madura, as UHEs convencionais são estimadas pelos engenheiros e operadores de sistemas elétricos, pelos atributos que apresentam. Desenhadas com grandes barragens, reservação de volumes significativos de água e produção tempestiva de eletricidade, as usinas funcionam como gigantescos armazéns de energia. Ademais, outras características úteis podem ser apontadas como decorrentes da formação de reservatórios como, por exemplo, o abastecimento de água para populações, a irrigação de plantações, a navegabilidade de rios, a atividade de recreação e a suplementação às fontes alternativas e renováveis.

Mais recentemente, porém, a construção de hidrelétricas convencionais passou por reavaliação pautada por novos valores, que cambiaram para intervenções menos impactantes, tanto para o meio ambiente como para as populações ribeirinhas tradicionais.

A principal causa dessa dissenção foi o fato de que o maior potencial hidrelétrico, ainda inexplorado (67 GW), localiza-se na Amazônia. Sendo assim, a mudança tecnológica fez-se relevante e as usinas a fio d'água passaram a ser a alternativa para viabilizar a implantação, em obediência à regulamentação ambiental. Equipadas com turbinas bulbo e reservatórios reduzidos ao mínimo possível, as novas UHEs tendem a produzir menos e, também, de forma intermitente, a depender da sazonalidade das estações chuvosas na região em que são construídas.

Outros países passaram a contar com as usinas hidrelétricas reversíveis (UHRs) para lidar com as restrições. Entre as principais características das UHRs estão o armazenamento que permite trazer confiabilidade para geração; acompanhamento das variações de carga; controle das oscilações de tensão e frequência; melhoria da utilização da capacidade instalada; e redução de custos de aquisição de energia na hora de ponta.

No Brasil, o estudo de Canales *et al*. (2015) aponta para o potencial do complexo de usinas Henry Borden, na Serra do Mar em Cubatão, que poderia ser adaptada para UHRs, com as elevatórias de Traição (4 turbinas kaplans = 22 MW) e de Pedreiras (6 turbinas francis = 100 MW) ambas no rio Pinheiros em São Paulo. Também foram identificados os potenciais das usinas Edgar Sousa no rio Tietê – SP e da usina Vigário no complexo Lajes dos rios Paraíba do Sul e Guandu - RJ.

Continuando a prospecção de alternativas, a repotenciação apresenta-se como forma de modernizar e recapacitar UHEs. A repotenciação é a forma mais econômica

para incrementar a geração no curto prazo, sem custo ambiental. Estudos existem desde a década de 1990, mas os avanços tecnológicos recentes justificam considerar a alternativa com mais atenção. Chaves *et al*. (1997), Bermann *et al*. (2004), Gomes (2013) e Lemos (2014), além da própria EPE (2008) estimam ganhos entre 800 a 11.000 MW de repotência hidrelétrica e investimentos de R$ 400/kW instalado.

Gomes (2013) identifica doze UHEs com espaços deixados para equipamentos que nunca foram instalados. Os chamados poços, caso fossem equipados, aumentariam a capacidade em 5 mil MW. Existem 193 unidades geradoras, em 43 usinas, com idade média de trinta anos e capacidade de 25,9 mil MW, que poderiam passar por repotenciação, modernização e grandes reparos. O resultado do levantamento mostra ganho de repotenciação mínima de 2,5% (646,81 MW), leve 10% (2.587,24 MW) e pesada 23,3% (6.028,26 MW). O mesmo autor alerta ainda para a falta de incentivo para que as geradoras produzam além da contratação, devido ao preço mínimo que norteou o certame por ocasião do leilão.

Lemos (2014) corrobora para o debate em torno da questão econômico-financeira, sinalizando que a remuneração do ganho adicional de energia resultante da motorização dos poços das UHEs é inviável economicamente. A viabilização seria possível com medidas regulatórias de incentivo, como a valoração do acréscimo de potência instalada.

O relatório da EPE (2008), que redefine a potência nominal pelos avanços tecnológicos e pelas folgas nos projetos originais, estima que a repotenciação para 44 usinas com mais de 20 anos de idade (24 mil MW), poderia proporcionar um acréscimo na potência efetiva no SIN de 605 MW, enquanto o ganho de energia firme seria de 272 MW médios.

Mais próximo dos resultados de Gomes (2013), o estudo de Bermann (2004), aponta para a oportunidade de repotenciação em 67 usinas, com total de 34.734,7 MW. A capacidade instalada seria elevada em 868 MW (mínima), 3.473 MW (leve) e 8.093 MW (pesada).

As turbinas que equipam as UHEs são um assunto à parte e requerem toda a atenção, pelos aperfeiçoamentos ocorridos recentemente. Segundo a classificação da ABNT, tem-se o seguinte.

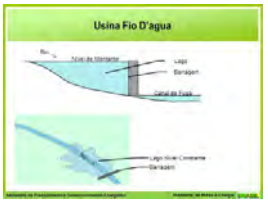
1) Turbinas de ação – quando não há queda de pressão no rotor, adequada para usinas a fio d'água: *i*) as turbinas tipo Kaplan, para queda de 10 m a 70 m; *ii*) tipo bulbo,

com 50 MW de potência unitária, para queda de 5 m a 20 m de pressão no rotor, segundo a fabricante GE; e *iii*) tipo Hitachi, de 100 MW com queda de 40 m. A turbina tipo bulbo é adequada para grandes volumes de água e baixa queda, como no ambiente da Amazônia.

2) Turbinas de reação – quando ocorre grande queda, como tipo Pelton reversível, bastante adequada para atuar como bomba para transferência de água de jusante para montante, em horário de carga leve, sendo a geração adicional realizada em períodos de pico de demanda, com eficiência de até 75%.

3) Turbinas do tipo flexível, para altura de quedas líquidas de 20 m a 750 m, como a tipo Francis.

QUADRO 11
Tecnologias de aproveitamento do potencial hidrelétrico

Tipo	Características	Detalhamento	Ilustração
Usinas a fio d'água	Geração na vazão de estiagem igualada à demanda de energia; variabilidade de afluências; e baixo impacto ambiental.	Turbina bulbo para aproveitamento da correnteza; baixa queda e reservação; área inundada pouco superior àquela ocupada pela cheia natural do rio; e variação horária de carga.	
Usinas reversíveis (ciclos aberto, fechado e semiaberto)	Consome energia para funcionamento; balanço líquido negativo; essencial para sistemas com diferenciação de preço entre hora de pico e fora de ponta; geradoras verticalizadas; e receita alternativa.	Armazenamento de energia; estabilidade de rede; reserva girante; bombeamento de água de reservatório inferior para superior; e operação em horários em que oferta supera demanda.	
Repotenciação de usinas	Redução de custos O&M; aumento da vida útil; sem impacto ambiental; e aumento médio de até: 8% de rendimento, 22% de potência, 7,4% de energia firme e ponta.	Intervenções otimizadoras; modernização de máquinas; equipamentos eletromecânicos; substituição de estruturas; circuito hidráulico; aumento da conversão energética.	
Reservatórios de acumulação	Regularização das vazões dos rios; mitigação da variação sazonal; minimização de enchentes; minimização de geração térmica; garante suprimento de energia; e aumento da segurança energética.	Usinas a jusante; turbinas Francis (simples, dupla, horizontal, vertical); Kaplan (S horizontal e vertical) para baixa queda; Pelton (horizontal e vertical); e turbina hélice (horizontal e vertical).	

Elaboração da autora a partir de fontes diversas.

5.8 Energia de maré e onda

O aproveitamento da energia de maré e das ondas é uma ideia perseguida há tempos. Exemplos disto chegam de Portugal onde os moinhos de maré datam do século XIII, como o de Corroios, na margem do rio Tejo. Mais recentemente, o país propiciou a construção da central de onda da ilha do Pico, nos Açores, concebida experimentalmente em 1999, com tecnologia de coluna de água oscilante e potência instalada de 400 kW. Outro feito se deu no parque de ondas da Aguçadora (Okeanós), dos primeiros do planeta, cujo início das instalações ocorreu a partir de 2008, em Póvoa de Varzim.

À parte o caso português, a comercialização de mercados de energia das marés tem progredido predominantemente na Coreia do Sul (254 MW), na França (240 MW), no Reino Unido (86 MW), no Canadá (20 MW), na China (4 MW), no Japão (2MW) e na Noruega (0,5 MW). O Reino Unido atualmente lidera a exploração global de energia das marés, com a criação do projeto conjunto de turbinas de maré MeyGen (*tidal array*) no norte da Escócia, no estreito de Pentland Firth. Apesar de investimentos significativos na fabricação e instalação de sessenta turbinas e equipamentos, que podem chegar a produzir 400 MW, ainda existem grandes desafios com relação à confiabilidade e viabilização do trem de força das turbinas.

A linha de dispositivos geradores de energia de marés mais usual se assemelha às turbinas eólicas, com a diferença de serem submersas. No que diz respeito às tecnologias de energia de onda, essas são ainda mais desafiadoras, estando em fase de desenvolvimento considerada muito incipiente, com pouca evidência sobre a convergência de projetos. Os pesquisadores da tecnologia de onda enfrentam desafios na atração de interessados em investir no setor, pois os riscos de experimentação são significativos.

O potencial brasileiro de energia oceânica é estimado em 114 GW, calculado pela Coppe/UFRJ e Seahorse Wave Energy (2013), *apud* EPE (2018). O projeto *onshore*, do porto de Pecém, usa pistões hidráulicos para captar a movimentação vertical das ondas, com dois módulos de 50 KW por turbina. Outro projeto em desenvolvimento é o conversor *offshore*, no Rio de Janeiro, que prevê a instalação do equipamento a 30 m de profundidade. O fator de capacidade para conversão de ondas está entre 34% e 45%.

QUADRO 12
Tecnologias de onda e maré

Projeto	Características	Ilustração
Parque de ondas aguçadoras	5 km da costa; três geradores Pelamis; projeção para geração: 2,25 MW na primeira fase do projeto, 24 MW na segunda fase.	
Sihwa Lake Station	Inaugurada em 2011; maior usina maremotriz; capacidade de 254 MW; dez turbinas submersas; e capacidade de 25,4 MW/unidade.	
Rance Tidal Power Station	Inaugurada em 1966; total de 24 turbinas; capacidade de 240 MW; média de 57 MW; produção de 500 GWh/ano; supre 0,12% da demanda; barragem de 750 m; e eficiência 24%.	
Pentland Firth's Inner Sound	Fundo de £ 50 milhões, três quintos público; projeto: 269 – total de turbinas fundo do mar; 400 MW – potência final instalada; 175 mil residências abastecidas; 61 turbinas até 2020; 42 mil residências (2020); e 100 empregados mantendo o sistema.	
Conversor de ondas *onshore* (Porto de Pecém – CE) Conversor de ondas *offshore* (Rio de Janeiro – RJ)	Pecém: capacidade instalada de 100 kW; conclusão em 2012; projeto Tractebel/ANEEL. Rio de Janeiro: protótipo em profundidade de 30 m; cabo submarino conduz energia; e projeto Furnas (SWE)/ANEEL.	
Projeto de produção de turbo-gerador, construção e manutenção Catapult Offshore Renewable Energy (ORE)*	Turbinas submersíveis; energias de maré e de onda; inovação em prototipagem; adaptação de navio; e veículo remoto operacional para verificação de amarrações no leito do mar e pesquisa da biota marinha.	

Fontes: Elaboração da autora a partir de fontes diversas, inclusive Catapult. Disponível em: <https://ore.catapult.org.uk/>.

5.9 Energia solar

A fonte solar é base para a movimentação natural do planeta, pois dela extraem-se as energias dos ventos, das águas, dos minerais, dos vegetais e dos animais. À parte essa extraordinária capacidade, é possível converter diretamente energia solar em heliotérmica e elétrica por meio dos coletores e concentradores formados por painéis termofotovoltaicos.

O aproveitamento térmico aquece a água em temperaturas variáveis, conforme a tecnologia empregada. Os coletores solares, geralmente utilizados em residências, hospitais e prédios públicos aquecem a água a temperaturas de até 100 ºC, posteriormente recolhida no *boiler* ou na caixa d'água. Por seu turno, o concentrador solar opera a temperaturas mais elevadas, reunindo captações solares em grandes áreas para concentração em áreas menores, com eficiência média de 18%. Nesse último caso, geralmente uma fonte adicional de energia é utilizada para elevar a temperatura da água acima dos 100 ºC, ocorrendo a vaporização que moverá a turbina produzindo eletricidade.

Na conversão direta em EE, semicondutores são utilizados para captação dos efeitos termoelétrico e fotovoltaico da radiação solar. O elemento mais utilizado para a fabricação das células fotovoltaicas, com eficiência comercial de até 15%, é o silício concentrado. A radiação proveniente do calor e da luz solar incide sobre os materiais semicondutores coletores para fornecer eletricidade ou aquecimento da água, de forma distribuída em residências, fazendas e manufaturas. Enquanto, nos empreendimentos em escala, os concentradores são ideais para obter altas temperaturas essenciais para a produção de vapor que movimenta turbinas geradoras de eletricidade.

Os concentradores podem rastrear a luz solar, tipo cilindro parabólico (foco linear) e disco Stirling (foco pontual), aumentando em quinhentas vezes a concentração de luz. Os receptores fixos são do tipo refletor linear Fresnel (foco linear) e torre central (foco pontual). O custo de luz concentrada pode ser U$ 100/m^2 e de luz rastreada e concentrada U$ 200/m^2 ou U$ 1,5/W. Os inversores centrais são utilizados para converter a corrente contínua em alternada de vários arranjos de módulos FV.

O cálculo da eficiência teórica máxima de células fotovoltaicas, tipo junção de cristais semicondutores (positivo-negativo), foi desenvolvido por Shockley e Queisser, em 1961. Apesar do limite máximo de eficiência teórica obtida pelos cientistas estar em torno de 33,7% no sistema monocélulas, a eficiência de conversão comercial é bastante reduzida chegando à média de 14% no silício concentrado (145 W/h/m^2), 13% no silício de cristal simples, 12% no silício policristalino e 4% no silício amorfo.

De acordo com a classificação de Martin Green, da Universidade de New South Wales, na Austrália, as tecnologias existentes de painéis fotovoltaicos (PFV) podem ser divididas em três gerações,[40] quais sejam:

- G-1 – cristal simples de silício cristalino (*crystalline silicon*) (c-Si), com eficiência de 25%, responde por cerca de 90% da produção total de PFV, sendo as células de silício subdivididas em monocristalina (estrutura cristalina ordenada) e policristalina;
- G-2 – película fina (*thin film*) – aperfeiçoamentos objetivando a diminuição de custos, com camada superfina de semicondutores ativos, que convertem a luz solar em eletricidade, utilizando células solares de materiais não tóxicas como silício amorfo (a-Si), telureto[41]-cádmio (CdTe), seleneto-cobre-índio (CIS), e seleneto--cobre-índio-gálio adicionado (CIGS), com eficiência variando de 11,9% a 15,3% e meta de eficiência de 25% para célula ou 20% módulo, para temperaturas inferiores a 200 ºC; e
- G-3 – película fina com desempenho acima do limite de Shockley-Queisser, em configuração multijunção,[42] com concentração ótica de luz solar em células multijunção invertidas, com 30% a 44% de eficiência.

Outras tecnologias têm aumentado significativamente o desempenho em curto espaço de tempo das experimentações, sendo elas:

- células solares orgânicas – processamento de moléculas espalhadas rapidamente em substrato plástico, à baixa temperatura, de forma econômica, pois nenhum material tóxico ou raro é necessário e a eficiência pode chegar a 15% a preços menores que US$ 50/m^2;
- células perovskites – classe de materiais compostos em estrutura cristalina, na qual o material inorgânico (chumbo ou estanho), a matéria orgânica (cátion) e o halogênio (iodo, bromo ou cloro) em conjunto guardam propriedades fotovoltaicas de até 20% de eficiência;
- célula nanosolar com arquitetura de contato de fundo (MWT) e folhas circulares de filme plástico aluminizado; e

40. A produção de células fotovoltaicas, em 2010, por tipo: silício (87%), CdTe (6%), fino filme de silício (5%) e CIGS (2%).
41. De acordo com o serviço geológico americano, as reservas mundiais de telureto são de 47 mil toneladas, com custos de US$ 250/kg, o indicador seria de US$ 0,015/W de energia.
42. Células multijunção são caras, pois as camadas são estruturadas de forma lenta e complexa no ambiente de alto vácuo. O preço de um terço dessas células pode valer US$ 50 mil/m^2.

- futura geração de PV de alta *performance* (*high-performance* PV), utilizando infinitésimos pontos quânticos para triplicar a eletricidade produzida por cada fóton de luz solar, resultando em PV plásticos de baixo custo.

A Silicon Module Super League, grupo de sete grandes fornecedoras de PFV, tem utilizado a tecnologia de silício cristalino (c-Si) nos últimos anos.

Os avanços da tecnologia solar em território nacional referem-se às células solares de perovskitas, desenvolvidas pela Universidade Estadual Paulista (Unesp) e Unicamp, com aproveitamento energético de até 15% num material considerado promissor, pois mistura perovska com nióbio.

FIGURA 18
Projeto original da cidade de Bufallo, Nova Iorque, adquirido pela SolarCity



Fonte: Disponível em: <https://goo.gl/YqJQVe>.

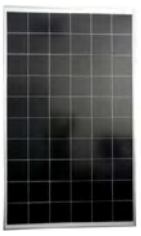
Enquanto as pesquisas com células solares buscam aumentar a eficiência na geração de energia, os empreendimentos precipitam-se em projetos grandiosos. A associação entre SolarCity, empresa de tecnologia vinculada à Tesla, e a Panasonic para tecnologias de energia solar rendeu uma fábrica para produção de módulos de painéis fotovoltaicos e telhas na cidade de Buffalo, estado de Nova Iorque. A parceria tem o compromisso de criar 1.400 postos de trabalho, quinhentos deles no chão de fábrica.

QUADRO 13
Tecnologias termofotovoltaica

Tipo	Características	Ilustração
Telha solar (inovação da Tesla 2017)	Vidros (preto e cinza) em camadas; base de substrato fotovoltaico; inversor e armazenamento no sistema; powerwall 2 embutido; e preço US$ 21,85/m^2.	
Coletor solar	Residencial; temperaturas inferiores a 100°C; baixa densidade de energia incidente; e baixa eficiência.	
	Comercial – Leque Dezhou, em Shandong – noroeste da China, com 5 mil m^2 de painéis solares, abastece 95% da energia de hotel, centro de exposições, laboratório de P&D e salas de reuniões.	
	Edifício público – estádio Kaohsiung, em Taiwan, com as especificações: 100% de abastecimento à energia solar; 8.844 painéis fotovoltaicos fornecem energia para 3,3 mil lâmpadas no sistema de iluminação, duas telas gigantes; capacidade para 55 mil pessoas; e emissões evitadas 660 ton CO_2Eq. a.a.	
Concentrador solar Concentrated Photovoltaics (CPV)	Usinas híbridas com gás natural, Gemasolar – Sevilha – Espanha; temperaturas elevadas 3.800°C; superfície refletora parabólica ou esférica de espelhos ou filmes; ponto focal de concentração dos raios solares para geração de vapor/energia; sistema de rastreamento; eficiência de 27% a 30%; e capacidade instalada ~ 80 MW.	
	Protótipo beta-ray; lente esférica; concentra luz solar e lunar; regiões de baixa radiação; sistema de duplo rastreamento; totalmente rotacional; consumo de eletricidade e térmica; área de célula de silício de 25%; e eficiência de 57% na versão híbrida.	

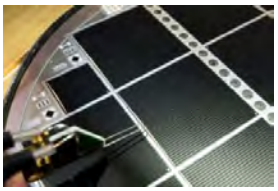
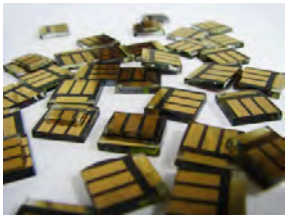
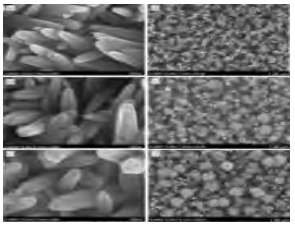
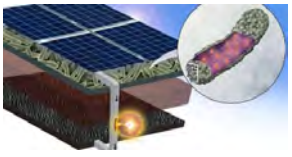
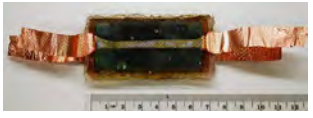
(Continua)

(Continuação)

Tipo	Características	Ilustração
PFV geração 1 células laminadas ou wafer de silício	Monocristalino (mono-Si); cristal de silício de alta pureza; eficiência entre 14% e 21%; vida útil de trinta anos; e garantia de 25 anos; Custo alto.	
	Policristalino (p-Si) ou (mc-Si); formação múltipla de cristais; eficiência entre 13% e 16%; vida útil superior a trinta anos; garantia de 25 anos; e custo mais baixo.	
PFV geração 2 película fina; camadas de supercondutores; depósito em substrato isolante; vidro ou plástico flexível.	Thin film solar cell (TFSC), silício amorfo (a-Si); e eficiência entre 6% e 9%.	
	Thin film solar cell (TFSC), telureto de cádmio (CdTe); e eficiência entre 9% e 11%.	
	Thin film solar cell (TFSC), disseleneto cobre, índio e gálio (CIS/CIGS); e eficiência entre 10% e 12%.	
	Thin film solar cell (TFSC), dye-sensitized-solar-cell (DSSC); quantum-Dye-sensitized-solar-cell (QDSSC); e eficiência de 35%.	
	Painel solar híbrido; heterojunção (HJT); resistente a temperaturas mais altas; menor radiação; e eficiência de 20%.	

(Continua)

(Continuação)

Tipo	Características	Ilustração
PFV geração 3 película fina de alto desempenho; maior faixa do espectro de radiação; acima do limite Shockley – Queisser.	Multijunção; junção quádrupla; empilhamento de células FV; diferentes materiais; células em paralelo; e eficiência de 40%.	
Experimentos promissores	Células solares orgânicas (OPV); eletrônica orgânica impressa; absorção e condução da luz; polímero orgânico condutor; produção de carga elétrica; custo baixo; e eficiência variável, em média 15%.	
	Célula Solar de Perovskite, baixa temperatura na fabricação; coeficiente alto de absorção; custo baixo; menos resistentes; suscetíveis à água, ao ar e à luz; e eficiência de 16% a 20%.	
	Quantum Dots (QD) célula solar híbrida polimérica; produção por banho químico; voltagem em circuito aberto; e eficiência de 8% a 18%.	
	Nanosolar Metal-Wrap-Through (MWT), célula de contato na parte posterior; grade eletrônica semicondutora CIGS; interconectada em circuitos elétricos; dupla camada de alumínio laminado; e eficiência de 17%.	
Material Biológico	Célula Fotovoltaica Biogênica Biocélula Solar converte luz em energia Potencial duplicado geração de corrente Bactéria e-coli revestidas com mineral Redução de 90% dos custos	
	Célula biohibrida, Extraída do espinafre combinada ao silício / metais Tecnologia de baixo custo Conversão luz solar em eletricidade com quase 100% de eficiência, Durabilidade de até nove meses	

Fontes: Elaboração da autora a partir de fontes diversas, inclusive Nanosolar, ECS, Laser Focus World e Portal Solar. Disponível em: <https://bit.ly/2WeZYcW>.

5.10 Armazenamento de energia

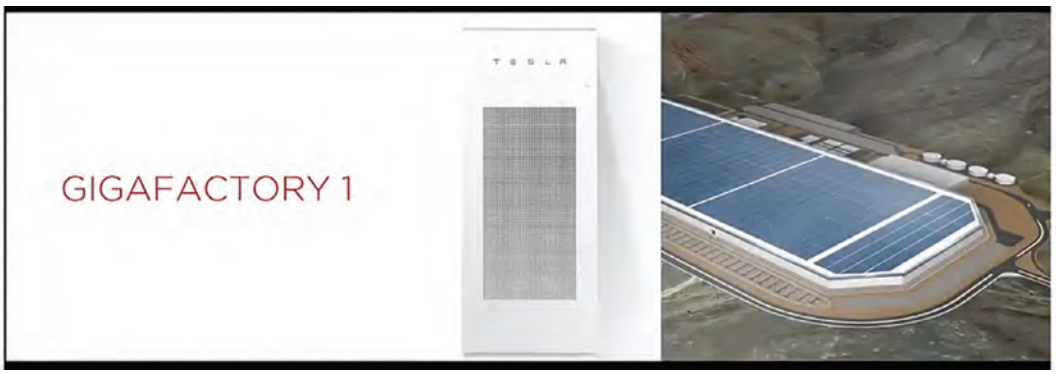
Todas as formas de energias renováveis visitadas até aqui têm a desvantagem da intermitência, seja por falta de chuvas, vento e sol ou pela sazonalidade das safras para as bioenergéticas. Sendo assim, a acumulação de energia tem por objetivo dotar os sistemas de maior resiliência, com relação aos incidentes operacionais, aos eventos naturais, as interrupções nas instalações da rede, os ciclos sazonais de estiagem de chuvas e a horossazonalidade na produção das fontes renováveis.

A robustez e a confiabilidade repercutem na estabilidade do mercado de *commodity*, resultando em operações custo-eficientes que consomem menos combustíveis fósseis e emitem menos GEE. Entretanto, a prospecção de novos meios de armazenamento, assim como a combinação das formas de estocagem já existentes, continua sendo uma missão e um desafio a ser vencido.

Parte da tarefa de condução do mercado tecnológico de armazenagem de energia norte-americano coube à Agência de Projetos de Pesquisa Avançada em Energia, em inglês, Advanced Research Projects Agency-Energy (ARPA-E). Braço operacional do DoE, fundada em 2009, a ARPA-E promoveu um concurso para eleger a nova geração de sistema de armazenamento de energia, cujo objetivo era revelar novas abordagens para a tecnologia de armazenamento em escala. Os especialistas acreditam que este seja o primeiro passo para uma significativa transformação no modelo corrente de sistema elétrico dos Estados Unidos, a materializar-se dentro dos próximos dez anos.

O destaque para comercialização de baterias é para as empresas Tesla (*power wall*), Ikea e Solar Century, em versões residenciais e industriais, com até 25 anos de vida útil.

FIGURA 19
Fábrica de baterias em Nevada – Estados Unidos

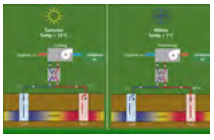
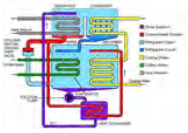
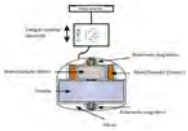
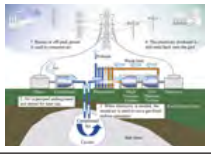


Fonte: Tesla PowerWall.

A primeira unidade fabril em massa de baterias íon-lítio de 20 MWh a 80 MWh foi construída, entre 2014 e 2018, nos Estados Unidos. A fábrica deverá suprir o mercado com um total de 50 GWh/ano, por isso denominada gigafactory, ao custo de US$ 5 bilhões. Vale notar que, apesar do esforço meritório para tornar a produção escalável em breve período de tempo, o desenvolvimento tecnológico continua em evolução acelerada, podendo representar a obsolescência precoce de muitos desses empreendimentos. Enquanto isso, estimam-se em US$ 100 bilhões os benefícios gerados pelo empreendimento, além de 6,5 mil empregos diretos e 16 mil indiretos, em vinte anos.

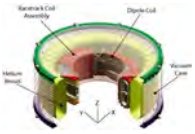
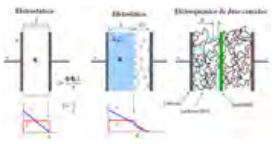
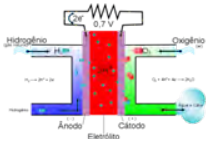
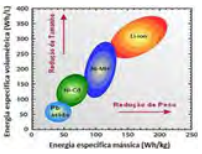
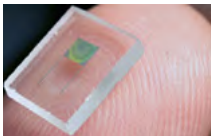
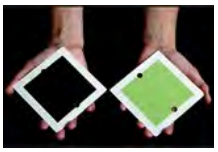
A ANEEL anunciou o apoio à P&D estratégica para armazenamento de energia, em 2016, seguindo a tendência internacional e prenunciando períodos de fornecimento mais instáveis com o crescimento das fontes renováveis intermitentes, como a energia eólica na matriz energética do Nordeste, por exemplo.

QUADRO 14
Tecnologias acumuladoras de energia

Tipo	Classificação	Características	Ilustração
Térmica	Calor sensível; depósitos subterrâneos de água quente; e permutadores de calor (convecção e radiação).	Baixo rendimento entre 20% e 50%; potência de 0 MW a 60 MW; específica US$ 80 Wh/kg a 200 Wh/kg; custo US$ 30/kWh a 60/kWh; e tempo de vida de cinco a vinte anos.	
	Calor latente; mudança de fase da água (sólido, líquido); materiais orgânicos; inorgânicos e multicomponentes.	Baixo rendimento entre 20% e 50%; potência de 0 MW a 60 MW; específica US$ 80 Wh/kg a 200 Wh/kg; custo US$ 30/kWh a 60/kWh; e tempo de vida de cinco a vinte anos.	
Mecânica	Potencial hídrico reversível; grande escala energética; reservatório inferior de água subterrânea/água do mar bombeado para reservatório superior.	Rendimento de 75% a 80%; potência de 100 MW a 5 mil MW; específica de 0,5 Wh/kg a 1,5 Wh/kg; Custos US$ 600/ kW a 2 mil/kW; US$ 5/kWh a 100/kWh; autodescarga diminuta; e tempo de vida de quarenta a sessenta anos.	
	Volantes de inércia (flywheels); estoque de energia cinética por discos rotacionais, sem atrito, convertendo energia mecânica de massa inercial em elétrica através de motor-gerador.	Rendimento de 80% a 90%; potência 0 kW a 250 kW; específica 10 Wh/kg a 30 Wh/kg. Custos US$ 250/kW a 350/kW; US$ 1 mil a 5 mil /kWh; autodescarga em 24h; baixa escala energética; e duração de vinte anos.	
	Ar comprimido; grande a média escala energética para reservatório em formações geológicas, exemplo: domo/gruta salino (a); pressurização de ar mais combustível (gás natural); e permutação de calor.	Rendimento de 73% a 90%; pressão de 4 Mpa a 8 Mpa; potência de 5 MW a 300 MW; específica de 30 Wh/kg a 60 Wh/kg; custos US$ 400/kW a 800/kW; US$ 2 / kWh a 50/kWh; autodescarga pequena; e tempo de vida 20 a 40 anos.	

(Continua)

(Continuação)

Tipo	Classificação	Características	Ilustração
Eletroquímica	Supercondutor magnético (elétrica); e armazena diretamente por corrente elétrica através de bobinas supercondutoras.	Rendimento de 97%; potência 100 kW e 10 MW; específica 0,5 Wh/kg a 5 Wh/kg; custos US$ 200-300/kW; US$ 1 mil a 10 mil/kWh; autodescarga 10% ao dia; e tempo de vida superior a vinte anos	
	Supercondensadores ou supercapacitores (elétrica); eletrodos (carbono poroso) separados por solução eletrolítica (isolante), ao invés de dielétrico.	Rendimento de 95%; potência até 300 KW. específica 2,5 Wh/kg a 15 Wh/kg; custos US$ 100/kW a 300/kW; US$ 300 /kWh a 2 mil/kWh; autodescarga 30%/dia; e tempo de vida superior a vinte anos.	
	Célula de combustível (química); e alimentada externamente por energia química, ambientalmente sustentável.	Rendimento de 20% a 50%; Potência de 0 MW a 50 MW. Específica de 800 Wh/kg a 10 mil Wh/kg; Custo US$ 10 mil/kW; autodescarga quase nula; tempo de vida superior a dez anos.	
	Baterias (química); recarregáveis (chumbo-ácido, níquel-cádmio, íon-lítio); e não recarregáveis (alcalina e lítio).	Potências: chumbo-ácido de 0 MW a 20 MW; níquel-cádmio de 0 MW a 40 MW; íon de lítio de 0 MW a 100 MW. Custos: chumbo-ácido até US$ 600/kW; níquel-cádmio até US$ 1.500/kW; e íon de lítio até US$ 4 mil/kW.	
	Bateria em estado sólido de película fina; microbateria 3D integrada; bateria plana;[1] dispensam eletrólito líquido. Camadas de metais condutoras de íons entre eletrodos.	Mais leves e menores; molde em membrana; substrato em vidro, cerâmica; metal, polímeros ou papel; ânodo de óxido leve (Ti, C); cátodo óxido pesado (Li, Co, Ni); e eletrólito (condutividade iônica).	
	Bateria/célula de combustível de óxido-sólido;[2] e eletrólito de material cerâmico sólido, sem ácidos corrosivos e sem metais preciosos.	Tintas especiais funcionam como cátodo e ânodo; altas temperaturas; escalável/modular; capacidade 25 W/célula; e servidor de energia até 260 kW.	
	Sistema de baterias ar-metal;[3] eletrólito de líquido salino iônico com manutenção do isolamento elétrico; módulos comercializáveis.	Recarregáveis; escaláveis ao nível de kW; baixo custo; resposta rápida; fornecimento de 4 a 72 horas; 5 mil ciclos de carga/descarga; ânodo metálico; cátodo de oxigênio estável; evaporação negligenciável; e zinco-ar, lítio-ar, alumínio-ar; ferro-ar, magnésio-ar, silício-ar.	
	Bateria líquida;[4] eletrodos líquidos de metais leve e denso.	Escalável, recarregável; potencial de 2 MWh; elevadas temperaturas; magnésio – metal leve; antimônio – metal denso; eletrólito em sal fundido.	

Fontes: Elaboração da autora a partir de fontes diversas, inclusive Campos (2014), Oudenhoven, Baggetto e Notten (2011), BloomEnergy (2010) e Arpa-E Award, LMBC/MIT (2011).

5.11 Energia do hidrogênio

Desde 1977, a IEA vem elaborando estudos sobre tecnologias de produção, estocagem e uso final de hidrogênio, apontando para as prioridades e lacunas existentes na P&D no âmbito do acordo de implementação do hidrogênio, em inglês, *hydrogen implementing agreement* (HIA). O hidrogênio precisa ter o ciclo de produção e consumo planejado para que possa ser utilizado como fonte de energia estável numa perspectiva de longo prazo. Para isso, planos estratégicos 2009-2015 e 2015-2020 foram lançados no âmbito do acordo, com o objetivo de aumentar a oferta de energia disponível no hidrogênio e contribuir para estruturação da economia de baixo carbono dos países-membros.

A programação propõe a implantação do mercado consolidado de hidrogênio em três estágios, quais sejam: *i*) o primeiro considera que o período entre 2003 e 2015 é suficiente para a formação de produção em pequena escala descentralizada, por eletrólise[43] e armazenamento em tanques de hidrogênio; *ii*) o segundo estágio, projetado como ocorrendo no período de 2015 a 2030, corresponderia à construção da infraestrutura necessária, com base em algumas formas de produção de carbono; *iii*) o terceiro estágio, além de 2030, planeja a implementação da economia de hidrogênio, com maior ênfase na eletrólise a partir de fontes renováveis e nuclear.

A análise do IEA (2006) evidencia algumas formas de obtenção de hidrogênio, sendo a partir de: *i*) algas – utilizando a fotossíntese; *ii*) gás natural ou biogás – com reformas a vapor ou oxidação parcial; *iii*) petróleo – processo termoquímico em larga escala, com produção e captura de CO_2; *iv*) carvão – por meio do processo de gasificação; *v*) biomassa – pirolise na madeira; *vi*) biocombustível – por reforma a vapor do etanol, metanol; *vii*) água – eletrólise.

Os três processos mais utilizados são eletrolíticos, fotolíticos e termoquímicos. A eletrólise da água e a reforma de gás natural são tecnologias economicamente viáveis no curto prazo, principalmente para aplicação no setor transporte. Enquanto a obtenção de hidrogênio pela captura e estoque de CO_2 precisa de um período maior de amadurecimento.

43. O hidrogênio pode ser obtido comercialmente desde a década de 1920, por eletrólise industrial, ou seja, a decomposição da água (H2O) em oxigênio (O2) e hidrogênio (H2) pela passagem de corrente elétrica.

5.11.1 Sistema de autossequestro de carbono

A associação australiana denominada *Hazer Group* trabalha com cientistas do laboratório de tecnologias sustentáveis da Universidade de Sidney, utilizando minério de ferro para converter metano em gás natural e hidrogênio. A técnica captura o carbono contido no gás e liberado durante o processamento, para formar grafite de alta qualidade.

O hidrogênio é produzido pela metade do preço corrente de mercado, representando uma fonte limpa de produção de energia. O craqueamento do metano (*thermo-catalytic decomposition of methane* – TCDM) é considerado extremamente simples, com obtenção de hidrogênio e carbono a partir do gás natural (metano) passando pelo catalisador quente de minério de ferro.

O grafite pode ser aproveitado na fabricação de baterias lítio-íon. O hidrogênio é utilizado nas células de combustíveis para gerar eletricidade em veículos de transporte. Como combustível, o hidrogênio também pode ser queimado para aquecimento. Na indústria química e de petróleo, o hidrogênio é utilizado para produzir amônia, componente de fertilizantes.

5.11.2 Sistemas de produção de hidrogênio a partir do gás natural

A produção de hidrogênio a partir de gás natural é destacada no estudo da IEA, por meio de três processos químicos: *i*) conversão/reforma[44] por vapor (*steam methane reforming* – SMR), com temperaturas entre 700 ºC e 850 ºC e pressão de até 25 bar; *ii*) oxidação parcial (*partial oxidation* – POX), com calor produzido em reação exotérmica; e *iii*) conversão/reformação autotermal (*autothermal reforming* – ATR), com o reator alcançando temperaturas entre 950 ºC e 1.100 ºC.

Portanto, nenhum dos conceitos desenvolvidos é considerado comercialmente viável devido às altas temperaturas, que precisam de desenvolvimento de materiais resistentes. Sendo assim, as pesquisas têm se concentrado no aperfeiçoamento de membranas de alta temperatura e trocadores de calor.

Quanto à captura de CO_2, esta pode ser realizada de três formas diferentes: *i*) pós-combustão, por exaustão do gás da combustão por turbina de vapor convencional

44. A reforma é o processo de conversão catalítica endotérmica de combustível sólido, líquido ou gasoso para gás, de forma a ser utilizado como combustível.

de ciclo combinado de gás; *ii*) pré-combustão, enquanto produz o hidrogênio; *iii*) combustão *oxyfuel*, quando o oxigênio puro é utilizado como comburente e o dióxido de carbono é capturado por condensação do vapor de água.

5.11.3 Eletrólise da água

Conforme descrito em IEA (2006), a separação entre hidrogênio e oxigênio da água é feita por meio da aplicação de uma corrente elétrica. A eletrólise em altas temperaturas é adequada quando grandes fontes de calor estão disponíveis, como na incineração de resíduos, por exemplo.

A eletrólise alcalina utiliza soluções cáusticas como eletrólitos, que circulam através de células eletrolíticas. O processamento envolve pressões acima de 25 bar, sendo a tecnologia considerada madura e bastante utilizada pela indústria.

A eletrólise utilizando membrana de polímeros ácida como eletrólito (*polymer electrolyte membrane* – PEM) simplifica o projeto significativamente, pois dispensa o eletrólito líquido. A membrana suporta pressões altas, apesar de seu ciclo de vida ser relativamente curto. Os custos da tecnologia são considerados altos e o desempenho deve aumentar com a configuração de pilhas de células.

A eletrólise em altas temperaturas tem como base as células de combustível de alta temperatura (700 ºC a 1.000 ºC), com maior eficiência no processamento do que nas eletrólises de baixa temperatura. As reações de células de combustível são reversíveis em reações de eletrólises.

5.11.4 Fotoeletrólise ou fotólise

Sistemas fotovoltaicos produzem eletricidade a partir de células fotovoltaicas, ou hidrogênio a partir do eletrolisador. A fotoeletrólise direta representa uma alternativa avançada aos sistemas fotovoltaicos, combinando ambos os processos num só dispositivo. A fotoeletrólise utiliza a luz para dividir as moléculas de água em oxigênio e hidrogênio, com grande potencial para redução de preços, se comparada à tecnologia em duas etapas.

A produção de hidrogênio por eletrólise da água a partir de fontes renováveis está na fase inicial de desenvolvimento, com questões práticas referentes aos custos de material por serem resolvidas.

5.11.5 Produção fotobiológica ou biofotólise

A produção de hidrogênio via biofotólise é baseada na fotossíntese catalisada por enzima hidrogenase em algas e cianobactérias. A decomposição a altas temperaturas pode ser substituída por ciclos termoquímicos, combinado ao processo eletrolítico, via membrana cerâmica e plasma-químico.

Outros dispositivos promissores

O futuro da energia pode estar na célula de combustível híbrida sólido-óxido, *solid oxide fuel cells* (SOFC), sem utilização de metais preciosos, ácidos corrosivos e derretimento de materiais. O experimento da empresa Bloom Energy, denominado Bloom Box, dispensa a combustão, pois reações eletroquímicas convertem combustível (hidrogênio do gás natural) e ar em eletricidade. Os materiais utilizados na estruturação das células são econômicos, com placas finas de cerâmica branca funcionando como eletrolítico e tintas especiais recobrindo o eletrolítico, como cátodo e ânodo.

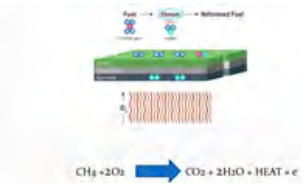
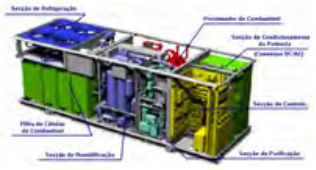
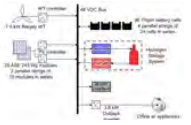
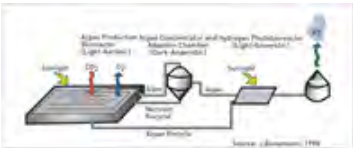
Durante o processamento, o ar em alta temperatura entra pelo lado do cátodo da célula de combustível e o vapor é misturado com o combustível para produzir combustível reformado que entra pelo lado do ânodo. Logo, a reação química começa na célula, pois o combustível que passou pelo ânodo atrai íons de oxigênio do cátodo. Os íons de oxigênio são combinados com o combustível reformado, produzindo eletricidade, água e pequenas quantidades de dióxido de carbono.

Os avanços na indústria automobilística têm buscado superar algumas desvantagens dos primeiros veículos puramente elétricos, como os longos tempos de recarga e a pequena autonomia, que implicam em viagens mais curtas. As células de combustível associadas às nanomembranas vêm ganhando destaque numa corrida tecnológica avassaladora, e o melhor, com zero emissões e alta performance.

Dois casos de desenvolvimento na tecnologia de veículos elétricos são destacados no Quadro 15 a seguir: *i*) da empresa australiana-israelense Electriq-Global, com extração de hidrogênio da água misturada com uma substância química denominada tetraidrobipterina (BH4), por meio de catalisador envolvido em metal; e *ii*) da holding suíça NanoFlowcell, que desenvolve baterias de fluxo à base de água salina em três protótipos Quant_E, Quant_F e Quantino.

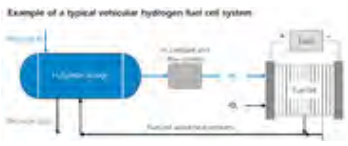
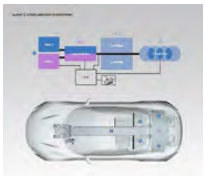
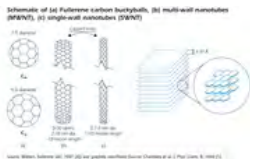
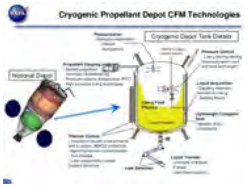
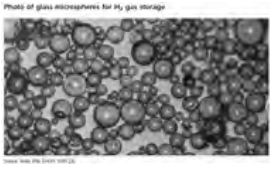
No último trimestre de 2018, a NanoFlowcell recebeu encomenda de consórcio internacional de investidores para fabricar 25 mil carros elétricos Quantino 48Volt (€65 mil) e 500 unidades do Quant 48V (€ 3 milhões), totalizando € 3,1 bilhões, (NanoFlowcell vai fabricar 25.500 carros elétricos com baterias de fluxo, Portal Energia Sustentável de 23 out. 2018).

QUADRO 15
Tecnologias a base de hidrogênio e principais características

Tipo de tecnologia	Características	Ilustração
Produção de hidrogênio e grafite a partir do gás natural; thermo-catalytic decomposition of methane (TCDM).	Geração de energia limpa; catalizador descartável (mineral ferro); produção de nanocarbono (grafite de alta qualidade); processamento versátil gerando commodity transportável; e baixo custo.	
Experimentação com célula de combustível hibrida óxido-sólido; solid oxide fuel cells (SOFC).	Finas placas de cerâmica (eletrolítico); tintas especiais (ânodo e cátodo); dispensa metais preciosos, ácidos corrosivos e materiais fundidos; reações eletroquímicas; sem combustão; e altas temperaturas.	
Sistema gerador à célula de combustível de até 250 kW: alcalinas; ácido fosfórico; e membrana de trocas iônicas.	Rendimento elevado; emissões reduzidas; arranque rápido; cogeração limitada; processo complexo; catalizadores de metais preciosos; e custos altos.	
Sistema gerador de energia integrado a fontes renováveis, eletrolisador, armazenamento de hidrogênio e célula de combustível.	Ambientalmente sustentável; armazenamento por longo período; produção de calor e eletricidade; e ideal para comunidades isoladas.	
Sistema de produção de hidrogênio fotobiológico.	Fotobiorreator; microalgas aquáticas; reator anaeróbico; produção indireta de hidrogênio; eficiência de 10%; e baixo custo.	
Desenvolvimento de infraestrutura: planta produtora de hidrogênio	Planta em Aarau – Suíça[1]; Membrana de troca de próton (PEM-Electrolysis); Produção de hidrogênio = 20.000 kg; Hidroeletricidade potência = 200kW; Funcionamento de 7.500 horas/ano; Abastecimento de 170 veículos à célula de combustível.	

(Continua)

(Continuação)

Tipo de tecnologia	Características	Ilustração
Desenvolvimento de infraestrutura: unidade dispensadora de hidrogênio hydrogen refueling station (HRS).	Duzentos mercados iniciantes em 2016 - Califórnia: 22 HRS (2015), 100 HRS (2023); Alemanha: 60 HRS (2018), 400 HRS (2023); Japão: 100 HRS (2016) c/1/3 móveis, 160 (2020), 320 (2025); Reino Unido: 18 HRS (2016), 16 planejadas em rede de 65 estações; Estados Unidos: 61 HRS (2016), 15 HRS (planejadas), 34 (projetadas); Coréia: 20 HRS (2016), 125 HRS (2020), 500 (2030); França: 41 HRS (2016), 100 (2020); Noruega: 9 (2016), 14 (2020).	
Projeto de engenharia: veículo movido à célula de combustível; e fuel cell electric vehicle (FCEV).	Hyundai: 273 FCEV (2015); Califórnia: 179 FCEV (2015); Japão: metas de 3 mil FCEV (2017); 40 mil (2020), 200 mil (2025) e 300 mil (2030).	
Projeto de engenharia: veículo movido à base de água (60%) e tetraidrobipterina (BH4).	Sistema Electriq-Global,[2] Catalisador com camada de metal, Metade do custo ($25/tanque), Reabastecimento em 5 minutos, Dobro de autonomia dos veículos elétricos (1.000 km).	
Projeto de engenharia implantado: sistema de estocagem de energia à base de solução com água e sais, testado por cinco anos, em 150 mil km.	Eletrólitos líquidos (Bi-ION), Duplo tanque de soluções salinas, Dispositivo conversor com seis células de combustível alinhadas,[3] Circuitos separados por membrana, Troca de filtro reciclável 10 mil km, Modelo Quantino (80kW, 109CV, 100km/h, em 5 seg, 1,4 ton), Recarda Bi-ION com fácil adaptação das instalações de postos existentes, modificando bocais e bombas.	
Armazenamento sólido.	Absorção de gás em sólidos; metais e nanotubos; hidrato metálico e recarregável; carbono ativado; grafite; hidratos químicos; maior segurança; e desenvolvimento incipiente.	
Armazenamento líquido.	Comercialmente disponível; alto custo; reservatório criogênico de hidrogênio líquido; Temperatura abaixo de -253°C; pressão crítica de 13 bar; e alta densidade.	
Armazenamento gasoso.	Reservatório de gás comprimido; Tanques em fibra de carbono, leves; Disponíveis comercialmente; Pressão de 350 bar a 700 bar; Alto custo de US$ 500/kg H_2 a 600/kg H_2; e vulnerabilidade na segurança.	
	Microesferas de vidro; preenchimento em alta pressão; menores custos de contenção; densidade volumétrica baixa; e lento vazamento de hidrogênio.	

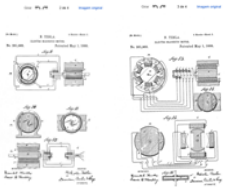
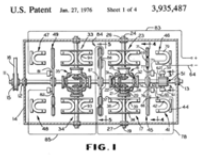
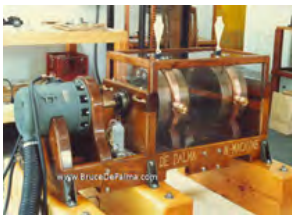
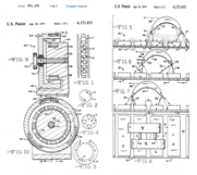
Elaboração da autora a partir de fontes diversas.
Notas: [1] H_2Energy.
[2] Terragenic.
[3] NanoFlowCell.

5.12 Energias nada convencionais

O conceito de energia livre tem como premissa o fato de que o espaço é o meio no qual o atributo da dinamicidade está presente. No espaço, as potencialidades são isotropicamente ou uniformemente distribuídas. Sendo assim, o processo de geração de energia a partir do vácuo absoluto dispensaria a utilização de combustíveis fósseis, fontes de hidrogênio e energia nuclear.

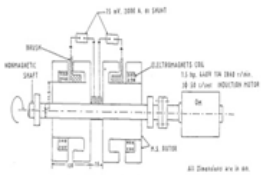
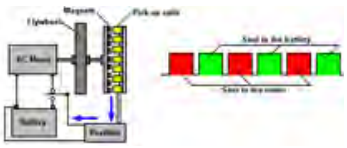
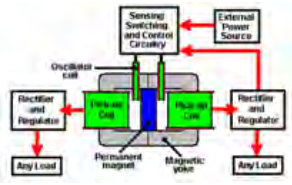
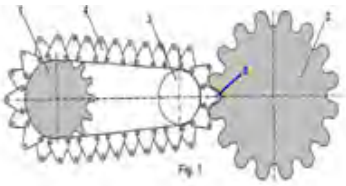
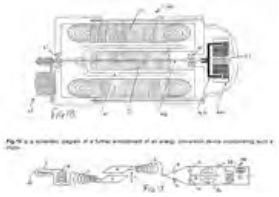
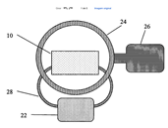
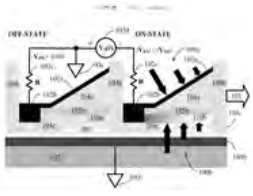
A provisão de energia barata, inesgotável, sem poluição e autossustentável é considerada uma realidade factível para muitos cientistas, desde as experimentações de Nikola Tesla, nas décadas de 1880/1890. O projeto de Tesla, em conjunto com seu assistente Nebojsa Petrovic, utilizava turbinas gêmeas para gerar energia continuamente. Após os experimentos de Tesla, inúmeras tentativas e invenções foram tendo lugar. Apesar da pouca compreensão do fenômeno, existem centenas de patentes nessa área, como catalogado a seguir.

QUADRO 16
Resumo de invenções com energia livre

Electro-Magnetic Motor (1888),[1] Nikola Tesla, US 381968 A.		Corrente alternada passa em intervalos determinados por circuitos independentes. Progressivo deslocamento das linhas de força de magnetismo, derivando em ação do motor. Corrente direcionada para diversos circuitos do motor, sem necessidade de comutador.	
Permanent Magnet Motor (1976),[1] Czerniak, Leonard, Patente US 3935487 A.		Repulsão de forças; imãs móveis, interagindo com imãs fixos; e produção mecânica de energia.	
N-Machine Homopolar Generator (1978),[3] DePalma – físico MIT; Jornal Britânico 1990, v. 13, n. 4), On the possibility of extraction on electrical energy directly from space. Gerador Quadripolar (1996) – Universidade de Auckland, na Nova Zelândia.	Homo – Gerador 5/1 de 100 kW; Quadri – 1,25 W para cada 1 W de entrada. Hipóteses: i) alteração de força da gravidade/inércia; ii) formação de campo de massa/ inércia polarizada; e iii) supressão da lei de conservação energia.	Quando uma rotação é acoplada ou sobreposta com campo magnético, o efeito combinado distorce o espaço, provocando o fluxo de elétrons nos condutores da máquina, extraindo eletricidade a partir da conexão de um condutor ao magneto em rotação.	
Permanent Magnet Motor (1979),[1] Howard R. J. US 4151431 A.		Rotação de elétrons não emparelhados em materiais magnéticos como fonte de produção de campos magnéticos para produção de energia, sem fluxo de corrente convencional.	

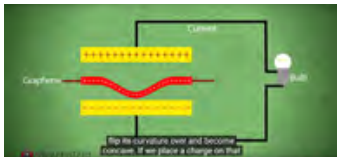
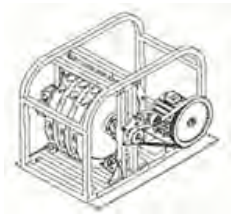
(Continua)

(Continuação)

Space Power Generator (SPG - 1994),[4] engenheiro Tewari – primeira patente indiana de dispositivo de energia livre.	Eficiência = 6/1; Postula a Teoria do Vórtice do Espaço (SVT), atribuindo propriedades mecânicas ao espaço capaz de transmitir força e interagir com outros corpos.	Núcleo de ferro mole, envolvido por bobinas eletromagnéticas, são centrifugados juntos, sem movimento relativo entre o campo magnético e o condutor de ferro macio do núcleo, formando um vórtice no espaço e liberando corrente.	
Pulsed Flyweel, gerador permanente eletro-magnético (2000),[2] J. Bedini/J. Watson, US Patent #6392370, 6545444 e 6677730.	Coeficiente de performance > 1,0.	Volante girante acoplado a imãs passa por bobinas conectadas em série; geração de voltagem e corrente, alimentando motor e bateria.	
Motionless Electromagnetic Generator (MEG-2002),[2] Tom Bearden, Stephen Patrick, James Hayes, Kenneth Moore e James Kenny – US 6,362,718; 3,165,723; 3,228,013; 3,316,514; 3,368,141…	Coeficiente de performance COP = 8:1.	Imã permanente provoca fluxo magnético estável em volta do anel. Oscilação do fluxo magnético é ativado por pares de eletroímãs.	
Mechanical Power Amplifier (MPA - 2005),[2] Jerzy Zbikowshi, US 7,780,559 Institute of Electrical Machines and Drives of Technical University of Wroclaw, Polônia.	Eficiência de 147%.	Sistema de cadeia única a faz girar roda dentada grande na mesma taxa de velocidade com uma roda dentada menor.	
Energy Conversion System (1995-2006),[2] Correa P. e A. US 2006/0082.334; US 5.416.391; US 5.449.989; Infinite Energy journal and at Akronos Publishing.	Entrada 58 W para 400 W de saída.	Produção de eletricidade de ondas longitudinais incorporadas em bobinas Tesla. Conversão de energia de massa-livre em energia cinética (Zero Point Eletromagnetic radiation - ZPE).	
Neodymium energy gener tor (2012),[1] Giummo Daniel, WO 2012017261 A1.		Composto de dois imãs que pro-veem energia mutuamente para contínuo movimento mecânico.	
Quantum vacuum energy extraction (2008),[1] B. Haisch, G. Moddel, US 7379286 B2.		Conversão de energia do vácuo quântico eletromagnético disponível em qualquer ponto do universo, para utilização de ener-gia em forma de calor, eletricidade e mecânica.	
Casimir force for propulsion (2012),[1] D. C. Cormier, US 8317137 B2.		Nanoestrutura de pratos paralelos condutores, com suporte de óxidos prismáticos dispostos em substratos condutivos para gerar força transversal de Casimir.	

(Continua)

(Continuação)

Self-Powered Generator (2013),[6] Barbosa e Leal, WO 2013/104042.	Entrada de 1W para 100 W de saída.	Dispositivo de campo eletromagnético indutor de corrente em circuito fechado para captura de elétrons do solo e geração de eletricidade em suprimento contínuo.	
Vibration Energy Havester (2017),[5] Paul Thibado University of Arkansas, Naval Research Laboratory e National Science Foundation.	Movimentação livre de camadas de grafeno moldadas em rede de cobre.	Permite que qualquer objeto envie, receba, processe e armazene informações, funcionando com a energia gerada pela trepidação do grafeno, em condições normais de temperatura e pressão.	
Motor Magnético Perendev (2004-2006),[6] Brady Mike, Patente: WO2006045333A1.	De 100 Kw a 300 Kw.	Conservação de energia inicial pela alternância entre energia cinética e potencial; e após algum tempo, a fricção interna dos componentes do motor convertida em calor paralisa o movimento.	

Elaboração da autora a partir de fontes diversas.
Notas: [1] Google Patent.
[2] United States Patent and Trademark Office (USPTO).
[3] Bruce DePalma. Disponível em: <http://brucedepalma.com/>.
[4] Tewari. Disponível em: <https://www.tewari.org/>.
[5] Universidade de Arkansas. Disponível em: <https://goo.gl/fZdDhj>.
[6] World Intellectual Property Organization (WO ou WIPO).

5.12.1 N-Machine homopolar generator

O experimento DePalma, físico formado pelo Massachusetts Institute of Technology, em 1954, constitui-se de gerador de 100 kW, em *design* homopolar, denominado N-Machine, criado em 1978. A descoberta partiu da observação do experimento de Michael Faraday, realizada por volta de 1831, de extração de eletricidade a partir da conexão de condutor a um magneto em rotação. Quando uma rotação é acoplada ou sobreposta com campo magnético, o efeito combinado distorce o espaço, provocando o fluxo de elétrons nos condutores da máquina.

DePalma acreditava que sua configuração poderia atingir eficiência jamais obtida, pois seria capaz de produzir cinco vezes mais quantidade de energia do que aquela necessária para dar a partida ao motor. A descrição do dispositivo, assim como, a teoria que explica seu funcionamento chegou a ser publicada no Jornal Britânico de Especulações em Ciência e Tecnologia, em 1990, sob o título de *The "N" machine extraction of electrical energy directly from space*.[45]

45. Disponível em: <http://brucedepalma.com/> e <https://goo.gl/9LV1nS>.

Na base dos experimentos científicos de DePalma, existe a estruturação de três hipóteses fundamentais, quais sejam: *i*) o movimento de rotação altera tanto a força da gravidade, quanto a força de inércia, tornando ambas as forças variáveis quando influenciadas pelas forças de rotação; *ii*) existe um campo de massa, de inércia polarizada, ao redor do objeto em rotação, que geralmente é ignorado, mas que é capaz de alterar as propriedades da matéria exposta a ele; *iii*) a rotação do magneto de um giroscópio, correspondente ao gerador homopolar, extrapola a lei de conservação de energia.

O último dispositivo inventado por DePalma, denominado gerador quadripolar, foi testado pela Universidade de Auckland, na Nova Zelândia, em 1996. Os resultados mostraram a produção de 1,25 W para cada 1 W de energia de entrada.

5.12.2 Space power generator (SPG)

Outro dispositivo bastante interessante é o *space power generator* (SPG), primeira patente indiana de dispositivo de energia livre, elaborado a partir do trabalho do engenheiro sênior do Departamento de Energia Nuclear da Índia, Paramahamsa Tewari.

O trabalho colaborativo de Tewari com DePalma rendeu correspondência, descrevendo a eficiência do gerador de energia do espaço, cujo funcionamento é capaz de transformar 5 kW de energia de entrada, necessários para fazer funcionar o dispositivo, em 30 kW de EE de saída. Toda uma teoria foi desenvolvida para explicar os princípios que regem o fenômeno. A chamada teoria de vórtice do espaço (*space vortex theory* – SVT) é uma evolução da teoria de Descartes, que postulava propriedades mecânicas associadas ao *aether*, capaz de transmitir força e interagir com os corpos materiais imersos nele. Na SVT, o espaço é vácuo com ou sem campos (gravitacional, eletrostático, eletromagnético), enquanto o vazio é definido como sem campo, sem volume energético e inexistência.

O gerador de energia do espaço consiste em um núcleo de ferro mole no qual as bobinas eletromagnéticas são enroladas. Tanto as bobinas como o núcleo de ferro são centrifugados juntos, sem movimento relativo entre o campo magnético e o condutor de ferro macio do núcleo. Um vórtice no espaço é formado no ferro rotativo, devido à carga elétrica produzida, que interage com os elétrons orbitais dos átomos de ferro e liberta-a. Os elétrons livres interagem com o campo magnético, criando polaridades positivas e negativas, por meio das quais é desenhada a potência de saída em alta corrente e alguns volts.

5.12.3 Vacuum triode amplifier (VTA) e motionless electromagnetic generator (MEG)

Dispositivos bastante parecidos e, por isso, agrupados. Pertencente à categoria de magneto permanente com bobinas energizadas, o dispositivo de pulsação é denominado de *vacuum triode amplifier*, produzido por Floyd Sweet, Tom Bearden, Stephen Patrick, James Hayes, Kenneth Moore e James Kenny. Eles obtiveram a patente nos Estados Unidos, em 2002, do motionless electromagnetic generator (MEG).

5.12.4 Mechanical power amplifier (MPA)

Reportado como tendo uma eficiência de 147%, medidos no laboratório do Institute of Electrical Machines and Drives of Technical University of Wroclaw, Polônia. O dispositivo é descrito em patente como simplesmente um sistema de cadeia única para girar uma roda dentada grande na mesma taxa de velocidade com uma roda dentada menor, por Jerzy Zbikowshi.

5.12.5 Vibration energy havester (VEH)

O físico da Universidade de Arkansas, Paul Thibado, vem desenvolvendo pesquisa promissora na geração de energia limpa e contínua, no Laboratório de Pesquisa Naval patrocinado pela National Science Foundation. O experimento com uma micromembrana de grafeno entre dois eletrodos produz trepidação da película, que está relacionada ao fenômeno Browniano.[46] O mecanismo autopulsionado é uma fonte microscópica de energia que pode transformar objetos em dispositivos inteligentes e carregar instrumentos biomédicos sofisticados, aparelhos auditivos e sensores vestíveis.

5.12.6 Experimento do motor Perendev

A ideia hipotética do motor magnético perpétuo Perendev é das mais populares, sendo reproduzida por muitos estudantes da eletricidade. O mecanismo consiste de vários imãs limitados à circunferência de um rotor, que ficam expostos a um magneto externo fixo. A energia magnética resultante da atração e da repulsão entre imãs é transformada em EE ou mecânica de rotação. A blindagem é análoga à gaiola de Faraday, que atenua o campo magnético externo. Apesar da popularidade, o experimento requer cuidados na implementação para que o sistema venha a funcionar a contento.

46. Robert Brown (1773-1858) – botânico escocês observou minúsculas partículas orgânicas e inorgânicas executando movimentos agitados contínuos, em 1827, sendo que a observação reproduzida e atestada pelo microscopista britânico Brian J. Ford em 1991.

Por fim, é importante frisar que o esforço de mapeamento das tecnologias existentes permitiu chegar a formas de extração de energia que constituem, no mínimo, uma curiosidade científica. Apesar de haver notícias de comunidades alternativas autossuficientes em energia, o assunto provoca muitas controvérsias. Para poucos entendedores, continua sendo factível como ensaios informais em oficinas improvisadas. Assume-se que tais experimentos são de pleno conhecimento dos acadêmicos. Contudo, sua elucidação é algo mais incomum.

A teoria quântica admite a criação e destruição de partículas ocorrendo continuamente no espaço ou vácuo, movendo-se aleatoriamente entre existência manifestada e existência imanifestada, em conformidade com a realidade material. Tal movimentação é conhecida como flutuação de energia no ponto-zero e pode representar uma explicação viável para o fenômeno que ocorre nas tecnologias de energia livre.

6 CONCLUSÃO

O cenário futuro do setor de energia será elétrico. Essa é uma das principais conclusões do World Energy Outlook 2018 – (WEO 2018), da IEA. Em 2040, a demanda por eletricidade aumentará 90%, com participação de dois terços das fontes renováveis. O movimento será liderado principalmente pelas economias em desenvolvimento, duplicando o consumo. As receitas auferidas ficarão aquém da cobertura de custos e 70% das inversões terão como origem as políticas governamentais. Os investimentos de risco com fontes disruptivas seguirão aquecidos à medida que a transição energética avança. A energia solar deverá ultrapassar a eólica em 2025, a hidráulica em 2030 e a térmica a carvão em 2040.

Para se aventurar em prognóstico futuro sobre o desenvolvimento tecnológico no campo da energia, é preciso viajar por alguns ramos da ciência. Quando, logo se percebe que o tema desafia os meios acadêmicos repleto de indagações em muitos sentidos. A verdadeira natureza dessa força continua obscura em aspectos cruciais. Resultados curiosos e desprovidos de explicações científicas seguem emergindo da observação direta, dos fenômenos naturais, da engenharia reversa ou simplesmente do acaso que ignora. O que antes eram portos seguros para a física da matéria, como movimentos mecânicos, eletromagnéticos, gravitacionais e termodinâmicos passaram a ser questionados, desde o último século, pelo nebuloso campo da física das partículas, a mecânica quântica.

Quanto mais rápido esse fato é aceito, mais fácil será perceber quão incertas deverão ser as conjecturas antecipatórias para dominância tecnológica do amanhã. As oportunidades são inúmeras e bem pouco conhecidas do leigo. Sendo assim, investigar as possibilidades tornou-se um exercício complexo e, ao mesmo tempo, interessante. Os efeitos práticos de conceitos incompreensíveis à primeira vista, tais como, a energia de ponto zero, demandam o cultivo de novas formas de pensar. Primeiramente, para descobrir a utilidade desse princípio, é preciso reprogramar a mente, geralmente condicionada pela escassez do recurso e investigar experimentos e patentes existentes há várias dezenas de anos. As veteranas máquinas de geração perpétua, assim como seus criadores, foram e continuam sendo estigmatizados por carregarem o ideal de energia ilimitada, sem respaldo em base científica. A justificativa para a discriminação está na violação da primeira lei da termodinâmica, a inarredável conservação de energia.

Porém, em se tratando de energia atômica, a produção em escala múltipla é admitida sem discussão. A energia nuclear em voga é aquela obtida pela fusão, sendo o experimento mais promissor aquele conduzido pela *Lockheed Martin*. Com um produto de configuração diferente dos convencionais *tokamaks*, o *Compact Fusion Reactor* apresenta autocontenção do fluxo plasmático e, por isso, tem blindagem de tamanho reduzido. A estrutura modular promete substituir as turbinas dos aviões, os motores de navios e locomotivas, em menos de duas décadas.

Outro experimento curioso, desta vez, vindo da cidade de Bolonha, é o reator de fusão a frio. Fenômeno pouco compreendido, interpretado como de origem vibracional, a reação libera dez vezes mais energia do que a quantidade de entrada, em temperatura ambiente e sem provocar radiação. Enfim, deixa-se para esses projetos a representação de amostra suficiente para confirmar a máxima da hermenêutica produzida pelos filósofos da ciência, qual seja, os paradigmas foram concebidos para serem quebrados.

Corroborando essa tendência, os engenhosos artefatos do passado persistem aos tempos modernos, agora, sob nova roupagem e fomentados por programas governamentais. Este é o caso da pesquisa de motores avançados à combustão, em inglês, *advanced engine combustion research*, do DoE dos Estados Unidos. Composto pelo subprograma de *Solid State Energy Conversion*, deverá incluir dispositivos de campos eletromagnéticos rotativos. Substitutos naturais dos motores à combustão, o mecanismo gera energia pela ressonância de elétrons acelerados dentro de campos eletromagnéticos ou de cristais em reverberação, com campos de ponto-zero, de onde a energia pode ser extraída.

O levantamento mostrou ainda que novas formas de estoque de energia têm sido incentivadas seriamente, com a principal finalidade de suprir lacunas horárias de suprimento deixadas pelas renováveis. A empresa BloomEnergy, fabricante de servidores de energia, é um exemplo de sucesso nos Estados Unidos, com a tecnologia de células de combustível óxido sólido. O portfólio de projetos da empresa inclui desde centrais de processamento de dados até concessionárias de energia. Similarmente, o ramo de baterias da empresa Tesla oferece soluções de porte médio, para residências e pequenos negócios.

O exemplo oposto é o que dispensa bateria, com possibilidade de aplicação na área de saúde. O coletor de energia vibracional, em inglês, *vibration energy havester*, é autopulsionado pela trepidação de micromembrana de grafeno entre pares de eletrodos e tem capacidade para alimentar um marca-passo sem necessidade de recarga. O projeto do Laboratório Naval norte-americano, da Fundação Nacional para Ciência e da Universidade de Arkansas aproxima-se da produção livre de energia, em menor escala.

Também o hidrogênio, combustível com a maior relação energia/peso e menor pegada de carbono, tem seu *status* reconhecido pela IEA, devido à flexibilidade no armazenamento de energia. O Acordo de Implementação do Hidrogênio contempla ações que vão desde a construção de redes de postos de abastecimento até tecnologias de células de combustível. Outro bom exemplo nessa direção é o trabalho realizado pela empresa australiana *Hazer Group*, que ambiciona a liderança mundial na produção de hidrogênio limpo e barato para transporte. O processo consiste em retirar carbono do metano, para obtenção de 75% de hidrogênio. A grande formação de dióxido de carbono passa por catalizador de ferro para obtenção de grafite de alta qualidade, como produto secundário. Por último, tem-se o notável destaque da NanoFlowCell, com o avanço em matéria de bateria de fluxo a base de água e sais, para veículos elétricos já em processo de comercialização.

Portanto, manter o conhecimento sobre a gama de alternativas tecnológicas à disposição é mais do que recomendável. Pois, embora as renováveis tenham a vantagem extraordinária de zerar os níveis de emissões de GEE, durante a produção de energia, a fabricação das estruturas de painéis fotovoltaicos, aerogeradores e baterias continua exigente em recursos nada renováveis, como as terras raras (lítio, cobalto e índio), por exemplo.

A Bloomberg New Energy Finance (BNEF) estimou que as fontes solar e eólica atingiram a marca vertiginosa de 1TW de capacidade instalada, em meados de 2018. Entre 2007 e 2018, o custo correspondeu a US$ 2,3 trilhões, enquanto que a previsão

para o período 2018 a 2022, seria de US$ 1,23 trilhão. Focada em sistemas elétricos, a BNEF produz o New Energy Outlook (NEO), que combina expertise de 65 mercados e de especialistas de doze países.

O fato é que o impacto da atividade humana sobre o planeta e seus ecossistemas tem sido expressivo. A ponto do biólogo Eugene Stoermer e do químico Paul Crutzen proporem a utilização do termo antropoceno para caracterizar a atual era geológica. A produção de dióxido de carbono, iniciada a partir do final do século XVIII, teria a capacidade de reter e absorver a radiação infravermelha que a Terra produz, aquecendo-a. A partir da invenção do motor a vapor, por James Watt, em 1784, a biota passou a dar sinais de deterioração. O Holoceno, era pós-glacial mais recente, com 10 a 12 mil anos, experimentou a força da ação humana em níveis significativos, segundo o Programa Internacional da Geosfera – Biosfera (IGBP), em artigo denominado *Global Change*, publicado em 2000.

Recuando a meados do século XIX, torna-se importante retratar a evolução dos combustíveis fósseis, iniciada com a primeira revolução industrial. O petróleo, o carvão e o gás, resultados da soma de hidrocarbonetos, inegavelmente, deixam um legado de caráter ambíguo. De um lado, valoriza-se a revolução que representou para a humanidade fazer rodar manufaturas, termelétricas, mercadorias e pessoas com os motores à combustão. De outro, lamenta-se o rastro de poluição dos mares, dos rios, da atmosfera e do solo deixado pelos motores à explosão, além de afetação da saúde humana.

Improvável, porém real, foi constatar o papel de liderança que a indústria do petróleo atribui ao esforço brasileiro de extrair gás e óleo de águas ultraprofundas. Os desafios foram imensos, mas recompensadores. As descobertas tecnológicas advindas desse feito desdobram-se em empregos diretos e indiretos, que chegaram a 1,4 milhão em 2013, estimativas FVG (2018). Guardadas as devidas proporções e embora em sentido inverso, a jornada às profundezas abissais tem sabor idêntico à saga que leva ao satélite espacial. Logo, é de se esperar que coexista a ampliação de conhecimento para mitigar e compensar impactos socioambientais e climáticos que o uso da energia fóssil possa causar.

Ademais, trata-se da busca contínua por usos alternativos e mais nobres do recurso para fazer frente à obsolescência completa. Relevante, porém, é reconhecer os avanços dos meios de exploração e de produção que se deram a partir de uma energia limitada, tanto em quantidade quanto em qualidade. Esse é o caso do movimento Nova Economia do Plástico,

criado pelo Fórum Econômico Mundial e pela Fundação Ellen MacArthur, que pretende reciclar 70% dos resíduos plásticos, com foco no *design* e no pós-uso das embalagens.

Em pouco mais de século e meio, a indústria fóssil enriqueceu, capitalizou-se e mecanizou-se, chegando a empregar 30 milhões de pessoas em todo o mundo, em 2016, estimativas IRENA (2018). Entretanto, com o perfil produtivo cada vez mais capital-intensivo, o setor tende a empregar cada vez menos. As novas gerações, ressentidas pela falta de trabalho, buscam maiores oportunidades. Surgem necessidades mais elevadas, mesmo que o modelo exploratório primitivo nem tenha se exaurido completamente.

Em última instância, é de se esperar que a vontade e o entendimento nascentes derivem em desenvolvimento com menor comprometimento dos recursos do planeta e das espécies. Eis a motivação da qual emergem formas mais sutis de obtenção da energia, claramente o contexto atual, quando se começa a perceber o ponto de inflexão para o novo paradigma das energias renováveis. Os empregos gerados com as fontes renováveis ultrapassaram a marca de 10 milhões de postos de trabalho em todo o mundo, em 2017, segundo a IRENA, podendo chegar a 28 milhões em 2050.

Mais importante e sem enganos, o estudo sobre os avanços tecnológicos e científicos relacionados à energia permite inferir que dois pares de décadas são tempo suficiente para completar o ciclo cronológico de dois séculos de existência de energias fósseis. Porém, a remodelação em curso é irreversível e terá reflexos relevantes para a economia. A geração de energia renovável a custo marginal zero é uma realidade e o futuro da humanidade tende a ser eletrointensivo, mais do que energointensivo. Nesse sentido, entende-se que uma energia mais sutil está a caminho, mesmo que nem se saiba ainda como classificá-la adequadamente. De certa forma, a incerteza científica tem repercutido no progresso tecnológico que, por sua vez, impacta a forma de se administrar o setor energético e os meios de produção.

O crescimento da geração distribuída ganha importância sobre a produção centralizada, pois a sociedade continua demandando e, ainda que o uso *per capita* diminua, o consumo total tenderá a acompanhar o aumento populacional. Paradoxalmente, a demanda por energia ofertada centralizadamente por grandes geradores pode vir a arrefecer. Corroboram para o efeito contrário, as medidas de eficiência energética e a produção crescente de energia descentralizada. Consumidores, com acesso a equipamentos de geração energética, substituem o consumo pela produção,

devendo representar 10% da carga em rede, até 2050, segundo a EPE. Outra possibilidade é a produção independente, ainda carente de estimativas.

A velocidade da transformação chama a atenção dos tomadores de decisão, exigindo maior planejamento do corpo técnico responsável pelo gerenciamento dos sistemas. Isto porque há dupla vulnerabilidade embutida no desenvolvimento das energias limpas. As mudanças climáticas, presumivelmente provocadas pelos combustíveis fósseis, ameaçam a segurança hídrica, base da produção nacional. As garantias físicas da fonte hidrelétrica tendem a declinar, ainda que consideradas a repotenciação de algumas UHEs do SIN e a implantação de usinas reversíveis. Além do risco hidrológico, a intermitência na geração de energia baseada em vento e em luz solar desafia os sistemas convencionais e reclama mais prudência, apontando para a complexidade das operações.

Sendo assim, a análise buscou apresentar um ensaio sobre a transição do modelo, com o que poderia ser caracterizado como um cooperativismo entre tecnologias, verdadeiramente complementares. O sistema integrativo incorpora informações mais abrangentes, que refletem as condições meteorológicas e climáticas das diversas regiões produtoras de energia. Os fluxos e os estoques energéticos são monitorados oportunamente, com algum grau de automação. Por último, os modelos de simulação são expandidos para otimizar eficientemente a utilização dos diversos insumos disponíveis.

Para os mais conservadores, a proposta para vencer a intermitência das renováveis é a substituição do lastreamento hidrelétrico por geração termelétrica, com produção permanente das térmicas a gás. O movimento vem ganhando força, especialmente entre especialistas e estudiosos do setor. A estratégia será efetiva, caso represente menor volatilidade sem implicar em sobrecontratação de distribuidoras ou em preços negativos, quando a oferta excede em muito a demanda. Contudo, a reforma em curso no segmento de gás tem desafios significativos que vão desde a concentração das empresas operadoras, passando pela confiabilidade na oferta do gás, até a limitação da infraestrutura de transporte e processamento. Tudo isso pode ser adicionado às externalidades negativas de gerar energia a partir de um parque termogerador envelhecido, desprovido de tecnologia para captura e estoque de carbono.

A geração eólica tem se revelado surpreendentemente ajustada ao regime de ventos nordestino, com os maiores fatores de capacidade do mercado mundial. A política

de incentivo para o segmento teve início pós-apagão de 2001, com dificuldades iniciais, inclusive de escassez de insumos produzidos nacionalmente. Porém, o setor tomou o rumo de independência, ainda que parcialmente, depois que a cadeia produtiva foi estruturada para montagem complementar da tecnologia, que ainda necessita de componentes essenciais vindos de fora. A energia eólica foi responsável por fornecer 70% da demanda média do Subsistema Nordeste, com fator de capacidade (FC) de 66%, em 2018, segundo ONS. A geração instantânea cobriu 80% da demanda com FC = 75%.

Com relação à geração fotovoltaica, observou-se, por meio do levantamento dos dados da ANEEL, que existe uma demanda reprimida espantosa, evidenciada pelo crescimento exponencial da geração distribuída. Medidas regulatórias de caráter cirúrgico e minimamente intervencionista promovidas pela agência e os esforços do MME com o programa ProGD têm produzido resultados expressivos. A permanecer o cenário sem cobrança de uso da rede de distribuição pelos sistemas de mini e microgeração distribuída, a capacidade instalada poderá ultrapassar 20 GW, em 2027, PDE-2027 EPE (2018).

O número de unidades geradoras deverá dobrar com o ProGD até 2030, correspondendo à capacidade instalada de 23,5 GW e produção de 48 TWh de energia limpa. O MME projeta, para 2050, potência de 80 GW e 15% do consumo sendo gerados localmente. O aumento da autoprodução e da produção independente pode representar algum alívio para o carregamento no sistema de distribuição e transmissão de energia. Porém, esse efeito é compensado pela necessidade de intercâmbio de energia descentralizada, que exigirá maiores investimentos com tecnologias para gestão inteligente do fluxo energético.

O modelo distribuído de produção implica aumento de complexidade na operação, com necessidade de maior compreensão do perfil da demanda, classificação da unidade geradora segundo o tipo de carga ingressante e novas formas de remuneração dos operadores. Lentamente, as distribuidoras planejam investir bilhões para se adaptarem à mudança de mercado. A perspectiva é que a regulamentação das empresas deva ser flexibilizada, com diversificação de linhas de negócios, cargas móveis e reversíveis. Nesse novo contexto, a eficiência energética e o controle de perdas serão enfatizados. Enquanto isso, a cobertura dos sistemas de transmissão, para conexão dos parques eólicos e usinas fotovoltaicas às grandes conurbações, foi e continua sendo motivo de preocupação para os empreendedores ingressantes no mercado.

O mecanismo da política, utilizado para expandir a capacidade instalada, tem sido a contratação por leilões de energia nova, que funciona tanto para geração, transmissão e distribuição de EE a partir de fontes diversas, quanto na exploração de jazidas de petróleo e gás. Para a energia existente, os resultados das licitações são revertidos em contratos de longo prazo, diferentemente dos países desenvolvidos que operam com custos marginais no curto prazo em bolsa de *commodity* de energia. Essa diferenciação justifica-se, no caso brasileiro, pela volatilidade dos custos marginais no mercado de eletricidade de curto prazo. A grande participação da energia hidrelétrica, sazonalmente impactada pelo regime pluviométrico, é a causa de boa parte dessa variação. De toda forma, os países desenvolvidos estão longe da imunidade no que se refere à volatilidade nos preços de energia e a proteção ocorre por meio de derivativos de longo prazo, valorados matematicamente por análise quantitativa. Os derivativos, bem administrados, têm funcionado como um antídoto eficiente contra a volatilidade, sem lucros demasiados, mas também sem perdas demasiadas.

No Brasil, a política de modicidade tarifária concebida em 2012 somada à seca severa do período de 2014 e 2015 resultaram em passivos consideráveis para o setor elétrico, cerca de R$ 120 bilhões, divididos pelos segmentos de geração/transmissão e RS 20 bilhões para distribuição. O problema extrapolou o segmento de eletricidade e alastrou-se por todo o setor de energia, pois a Petrobras foi orientada a manter os preços internos dos combustíveis estáveis, enquanto os valores do barril de petróleo oscilavam no mercado externo. O endividamento da empresa chegou a cerca de US$ 130 bilhões, em 2015. Ademais, a situação de recuperação foi retardada pelo concomitante processo anticorrupção, que repercutiu em ações judiciais, inclusive nos Estados Unidos.

Sobretudo, é preciso destacar que a abertura de mercado e a intensificação da competitividade vem sendo buscada a cada oportunidade de reforma. A questão do endividamento do segmento de eletricidade foi judicializada e tem sido resolvida gradativamente, inclusive via aumento de tarifa, diluído no médio e longo prazos. No plano atual de reformulação, o fortalecimento do papel da Eletrobras tende a ser fomentado pelas mudanças no sistema de cotas de energia e na abertura de capital ao mercado. Paralelamente, a estratégia é separar a Eletronuclear e Itaipu Binacional, sanear as operadoras deficitárias do Norte e Nordeste e provisionar contingências.

As propostas deverão ser acompanhadas de maior flexibilidade para atuação dos operadores no mercado livre, aperfeiçoamento de planos de negócios dos agentes comercializadores, geradores, transmissores e distribuidores. Ademais, a regulamentação

esperada deve atribuir algum grau de liberdade e incentivo aos consumidores, considerando a resposta da demanda aos preços da energia na tarifa horária branca, em vias de implantação. Algumas das medidas aguardadas incluem a portabilidade da conta de eletricidade, prevista a partir de 2022, com permissão para a escolha do fornecedor, separação das tarifas de distribuição e transmissão, incentivos à eficiência energética, receitas alternativas para a geração de energias limpa e mecanismos de financiamento para a instalação de equipamentos de produção energética.

Na moção apresentada pela Nota técnica EPE (NT-EPE-PR-003/2017), por ocasião do processo de Consulta Pública nº 33 promovida pelo MME, a priorização da agenda de reformas no setor elétrico seguiria o seguinte ordenamento: i) internalização das externalidades ambientais; ii) separação de lastro (para consumidores livres e cativos) e energia; iii) redução dos limites de acesso ao mercado livre, repercutindo em migração significativa de carga; e iv) formação de preços e funcionamento do mercado no curto prazo. A expectativa é que o resultado desse processo de aprimoramento venha a influenciar positivamente o mercado de financiamento para investimentos em infraestrutura de energia, por meio do aumento de liquidez dos contratos e instrumentos financeiros de gestão e diminuição de riscos.

O exame do atual estágio de desenvolvimento das políticas e da tecnologia no plano internacional foi revelador. O banimento no consumo de combustível fóssil veicular e de geração de energia a partir do gás tem data marcada em alguns países europeus e estados norte-americanos. Na Noruega, o cronograma para retirada de veículos movidos a combustível fóssil começa em 2025 e a redução drástica no uso de gás natural em 2020. Em 2030, Paris terá circulação exclusiva de carros elétricos e a Alemanha pretende fabricar apenas veículos elétricos. A Califórnia tem planos para gerar metade da EE a partir das fontes renováveis, até 2030. As políticas europeias estabelecem metas até 2050.

Do outro lado do planeta, a China lidera a produção de energia renovável, provendo o mercado de forma avassaladora, com 318 GW de capacidade instalada, entre 2011 e 2016, segundo a IEA. Os Estados Unidos, embora convivam com uma política central predominantemente reacionária, têm projeção de crescimento que os levariam ao segundo lugar no *ranking* de fornecimento de energia limpa, entre 2017 e 2022. O país reúne estados independentes que seguem de perto o rastro de liderança chinesa. Quanto à União Europeia, com mais de 150 GW instalados no período 2011-2016, deverá assistir a movimento de desaceleração nos próximos cinco anos.

Contudo, a programação precisa ser acelerada e justifica-se pela acentuação dos efeitos das mudanças climáticas, que caminham par e passo com as políticas energéticas. À medida que os custos com as externalidades negativas são incorporados principalmente aos preços das *commodities fósseis* para venda aos mercados, mais rápida tende a ser a transição energética. A forma para corrigir o viés tem sido por meio da taxação dos diversos subprodutos derivados de petróleo, de forma a compensar os custos sociais associados. Paralelamente, o amadurecimento do mercado de carbono da União Europeia, em sua terceira fase de implantação, demanda pelo aperfeiçoamento de mecanismos para limitar as trocas de permissões, mitigando além das emissões, também as especulações.

Ademais, embora os dados sejam animadores, na Europa, os investimentos em renováveis vêm decrescendo desde 2011. Logo, a expectativa de maior alongamento do ciclo de geração de empregos fica por conta do Sudeste Asiático, China e Índia, que juntos adicionaram 350 GW de excesso capacidade instalada ao sistema, segundo a IEA (WEO 2018). De acordo com o relatório Perspectivas sociais e de emprego no mundo: tendências 2018, da Organização Internacional do Trabalho (OIT), as aferições indicam que a taxa de desemprego global ficou em 5,6% da população economicamente ativa, em 2017, (13,6% entre 15 e 24 anos) ou seja, 192 milhões de pessoas.

Outro tema, dos mais controversos, sobre a transição de modelo é com relação à diminuição de arrecadação de impostos provenientes da produção de combustíveis fósseis. Tal questão aproxima-se de um sofisma, dado que as perdas parecem inexoráveis. Corrobora essa percepção o fato de que alguns países, com forte atuação na exploração e no refino de petróleo escolheram incentivar suas indústrias, reduzindo a tributação sobre a produção dos hidrocarbonetos.

Sintetizando, as reflexões geradas durante o estudo permitiram concluir que sistemas apropriados de suprimento de energia deverão eclodir das ideias abstratas e inovadoras que marcam os tempos modernos. Preparar a transição significa fazer a escolha entre uma mudança progressiva, com aprendizado e correções adaptativas, ou uma mudança abrupta, sem margem para manobras de emergência.

REFERÊNCIAS

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 2. ed. [s.l.]: ANEEL, 2005.

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E COMBUSTÍVEIS. **Boletim Anual de Preços 2015**: preços do petróleo, gás natural e combustíveis nos mercados nacional e internacional. Rio de Janeiro: ANP, 2015.

_____. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**: 2016. Rio de Janeiro: ANP, 2016.

_____. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**: 2018. Rio de Janeiro: ANP, 2018. Disponível em: <https://bit.ly/2Vbq9N2>. Acesso em: 9 maio 2019.

ARO, E. M. **From first generation biofuels to advanced solar biofuel**. Kungl Vetenskaps Akademien: The Royal Swedish Academy of Science Ambio, 2016.

BANCO MUNDIAL (BIRD) – BANCO INTERNACIONAL PARA A RECONSTRUÇÃO E DESENVOLVIMENTO. **Local content policies in the oil and gas sector**. S. Tordo, M. Warner, O. Manzano, Y. Anouti, Washington DC, 2013.

BERMANN, C. *et al*. **A repotenciação de usinas hidrelétricas como alternativa para o aumento da oferta de energia no Brasil com proteção ambiental**. Brasília: WWF, 2004.

BRASIL. Lei nº 14.933, de 5 de junho de 2009. Institui a Política de Mudança do Clima no município de São Paulo. São Paulo, 2009.

_____. Ministério de Minas e Energia (MME). **Plano Nacional de Eficiência Energética**: premissas e diretrizes básicas. Brasília: MME, 2011.

_____. Senado Federal. **Proposta de plano de trabalho para avaliação de políticas públicas para a gestão de recursos hídricos, saneamento e energia**. Brasília: Comissão de Serviços de Infraestrutura do Senado, 2015.

_____. Ministério da Ciência Tecnologia, Inovação e Comunicação (MCTIC). **Terceira Comunicação Nacional do Brasil à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima**. Brasília: MCTIC, 2016.

_____. Ministério da Ciência Tecnologia, Inovação e Comunicação (MCTIC). Instituto Nacional de Tecnologia (INT). **Sistemas de armazenamento de energia**: tecnologia, regulação e políticas públicas. Rio de Janeiro: MCTIC; INT, 2017a.

_____. Ministério da Ciência Tecnologia, Inovação e Comunicação. Programa das Nações Unidas para Meio Ambiente. **Trajetórias de mitigação e instrumentos de políticas públicas**

para alcance das metas brasileiras no Acordo de Paris. Brasília: MCTIC; ONU, 2017b. Disponível em: <https://goo.gl/RncUhn>.

BRASIL tem marca histórica com mini e microgeração de energia solar. **Carta Capital**, 14 maio 2018.

BRITO, M. C. T. **Análise da repactuação do risco hidrológico das usinas hidrelétricas participantes do mecanismo de realocação de energia**. 2016. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2016. Disponível em: <https://goo.gl/K8BNPt>.

CANALES F. A.; BELUCO A.; MENDES C. A. B. Usinas hidrelétricas reversíveis no Brasil e no mundo: aplicação e perspectivas. **Revista Eletrônica em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental**, Santa Maria, v. 19, n. 2, p. 1230-1249, maio-ago. 2015.

CAMPOS, J. R. **Tecnologias de acumulação de energia**: levantamento simplificado. 2014. Dissertação (Mestrado) – Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Universidade do Porto, Portugal, 2014.

CASTAGNETO-GISSEY, G. How competitive are EU electricity markets? An assessment of ETS phase 2. **Energy Policy**, London, v. 73, p. 278-297, 2014.

CCEE – CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. European Power Exchange (Epex Spot). European Commodity Clearing (AG-ECC). **White paper**: Construindo um mercado inteligente de energia elétrica no Brasil. Brasil: CCEE; EPEX; ECC, 2012.

CHAVES, J. R. A. *et al*. Repotenciação do parque gerador existente: uma alternativa de baixo custo e reduzido prazo de implantação para minimizar o crescente risco de *déficit* de ponta do sistema. *In*: SNPTEE – SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. 14., Belém, Pará, 1997. **Anais**… Belém: SNPTEE, 1997.

CHUM, H. *et al*. Bioenergy. *In*: EDENHOFER, O. *et al*. **IPCC special report on renewable energy sources and climate change mitigation**. United Kingdom; USA: Cambridge University Press, 2011.

COELHO S. O. **Avaliação das emissões atmosféricas das principais termelétricas brasileiras a gás natural** – ano-base 2013. 2014. Monografia (Graduação) – Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2014.

ELLERMAN, D. A.; MARCANTONINI, D. C.; Zaklan, A. The European Union Emissions Trading System: Ten Years and Counting. **Review of Environmental Economics and Policy**, v. 10, Issue 1, p. 89-107, 1 jan. 2016.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA; MME – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Plano Nacional de Energia**: PNE 2030 e PNE 2050. Brasília: EPE; MME, 2007.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENÉRGICA. **Nota Técnica DEN 03/2008**. Considerações sobre repotenciação e modernização de usinas hidrelétricas. Rio de Janeiro: EPE; MME, jun. 2008.

_____. **Balanço Energético Nacional – BEN 2015** (ano-base 2014). Brasília: EPE; MME, 2015.

_____. **Nota Técnica DEA 13/2015**. Série de estudos de demanda de energia 2050. Brasília: EPE; MME, jan. 2016a. Disponível em: <https://goo.gl/p62rwt>.

_____. **Energia termelétrica**: gás natural, biomassa, carvão, nuclear. Rio de Janeiro: EPE; MME, 2016b.

_____. **Balanço Energético Nacional** – BEN 2016: relatório síntese – ano-base 2015. Brasília: EPE; MME, jun. 2016c.

_____. **Anuário estatístico de energia elétrica**. Brasília: EPE; MME, set. 2016d.

_____. **Estudos para a expansão da transmissão**: consolidação das análises e pareceres técnicos. Brasília: EPE; MME; PET; PELP, 30 set. 2016e. Disponível em: <https://goo.gl/pNWgqG>.

_____. **Energia renovável**. Rio de Janeiro: EPE, 2016f.

_____. **Balanço Energético Nacional** – BEN 2017: relatório síntese – ano-base 2016. Brasília: EPE; MME, jun. 2017a.

_____. **Plano decenal de expansão de energia elétrica**: PDE 2024 e PDE 2026. Brasília: MME/EPE, 2017b. Disponível em: <https://goo.gl/LRxuUj>; <https://goo.gl/FPcjSP>.

_____. **Série recursos energéticos**: NT PR 04/18 Potencial dos Recursos Energéticos no Horizonte 2050. Rio de Janeiro: EPE, set. 2018.

FEITOSA, E. A. N. *et al*. **Panorama do Potencial Eólico no Brasil**. Brasília: Dupligráfica, 2003. Disponível em: <https://bit.ly/2VcJGMT>. Acesso em: 9 maio 2019.

FLORISSI, S.; NOSVITZ, J. O desafio da desregulamentação do mercado elétrico americano. Porto Alegre, **Indicador Econômico FEE**, v. 30, n. 1, p. 167-179, 2002.

FGV ENERGIA – FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS (ENERGIA). O Programa Nuclear Brasileiro: uma história oral, organizado por Patti C., 1ª edição digital, Editora FGV, 2014.

_____. **Análise do Ambiente Concorrencial do Setor Elétrico no Brasil**, agosto de 2018a.

_____. **Métricas Industriais para o desenvolvimento do setor de óleo e Gás,** n° 8, ano 5, abr. 2018b. ISSN 2358-5277.

GAY, C. **Why is patent production so comparatively low at Petrobras**? 2014. Dissertação (Mestrado em Administração) – Escola Brasileira de Administração Pública e de Empresas, Fundação Getulio Vargas, Rio de Janeiro, 2014.

GOMES, E. P. **Potencial de repotenciação de usinas hidrelétricas no Brasil e sua viabilização**. 2013. Dissertação (Mestrado) – Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2013.

HAU, E.; RENOUARD, H. **Wind turbines**: fundamentals, technologies, application, economics. 3. ed. Springer Heidelberg: New York; Dordrecht; London, 2013.

HOWARTH, R.W. *et al*. Rapid assessment on biofuels and environment: overview and key findings. *In*: HOWARTH, R. W.; BRINGEZU, S. (Eds.). **Biofuels**: Environmental Consequences and Interactions with Changing Land Use. Gummersbach Germany: Cornell University, set. 2008.

HUISMAN, R.; STRADNIC, V.; WESTGAARD, S. **Renewable energy and electricity prices**: indirect empirical evidence from hydro power. Social Science Research Network, 2013. (IEB Working Paper, n. 2013/024). Disponível em: <https://goo.gl/AVfF4c>.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. **Programa de energia transparente**: monitoramento permanente dos cenários de oferta e do risco de racionamento. 11. ed. Brasília: Instituto Acende Brasil, 2017. Disponível em: <https://goo.gl/wPfjiK>.

IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Hydrogen production and storage**: R&D priorities and gaps. France: OECD; IEA – Hydrogen Implement Agreement, 2006. Disponível em: <https://goo.gl/bYQthF>.

_____. **Energy policies of IEA countries**: Norway 2011 review. France: OECD; IEA, 2011a. Disponível em: <https://goo.gl/9j5Z6W>.

_____. **Overseas Investments by Chinese National Oil Company**: Assessing the drivers and impacts. Information Paper. February 2011b.

_____. **Energy policies of IEA countries**: Australia 2012 review. France: OECD; IEA, 2012a. Disponível em: <https://goo.gl/vnhkEo>.

_____. **Energy policies of IEA countries**: United Kingdom 2012 review. France: OECD; IEA, 2012b. Disponível em: <https://goo.gl/W1sTFM>.

_____. **Energy policies of IEA countries**: Finland 2013 review. France: OECD; IEA, 2013a. Disponível em: <https://goo.gl/fWkUPs>.

_____. **Energy policies of IEA countries**: Germany 2013 review. France: OECD; IEA, 2013b. Disponível em: <https://goo.gl/ywnu1p>.

_____. **Energy policies of IEA countries**: Sweden 2013 review. France: OECD; IEA, 2013c. Disponível em: <https://goo.gl/CwZWMA>.

_____. **World Energy Outlook (WEO) 2013**. France: OECD; IEA, 2013d. Disponível em: <https://goo.gl/gsrV8y>.

_____. **Energy policies of IEA countries**: The United States 2014 review. France: OECD; IEA, 2014a. Disponível em: <https://goo.gl/ovKWUY>.

_____. **World Energy Outlook (WEO) 2014**. France: OECD; IEA, 2014b. Disponível em: <https://goo.gl/GE2Ro8>.

_____. **Energy policies of IEA countries**: Spain 2015 review. France: OECD; IEA, 2015a. Disponível em: <https://goo.gl/k3HBrs>.

_____. **World Energy Outlook (WEO) 2015**. France: OECD; IEA, 2015b. Disponível em: <https://goo.gl/wWLrZr>.

_____. **Energy policies of IEA countries**: France 2016 review. France: OECD; IEA, 2016a. Disponível em: < https://goo.gl/h9WHKt>.

_____. **Energy policies of IEA countries**: Japan 2016 review. France: OECD; IEA, 2016b. Disponível em: <https://goo.gl/LbCggT>.

_____. **World Energy Outlook (WEO) 2016**. France: OECD; IEA, 2016c. Disponível em: <https://goo.gl/kYFZj4>.

_____. **World Energy Outlook (WEO) 2018**. France: OECD; IEA, 2018. Disponível em: <https://goo.gl/>.

_____. Energy Technology System Analysis Programme (ETSAP). **Biomass production and logistics**. Technology Brief P09. France: IEA; ETSAP, Dec. 2013. Disponível em: <https://goo.gl/yy971M>.

_____. Nordic Energy Research (NER). **Nordic energy technology perspectives 2016**: cities, flexibility and pathways to carbon-neutrality. France and Norway: OECD; IEA; NER, 2016. Disponível em: <https://goo.gl/7W3m5z>.

_____. **Renewables 2017, Analysis and Forecasts to 2022**. Market Report Series, 2017.

_____. **World Energy Investment**, Executive Summary, 2018.

IEEE – INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **Modern Grid Solutions**. United States: IEEE, 2016.

IRENA – AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIAS RENOVÁVEIS. **Global Energy Transformation**: a Roadmap to 2050. Abu Dhabi: IRENA, 2018.

JANNUZZI, G. M. **Monitoramento e avaliação do PEE**: propostas para aprimoramento regulatório do Programa de Eficiência Energética das Distribuidoras de Energia Elétrica. Brasil: ANEEL; GIZ; Programa Energia Brasileiro-Alemão, jun. 2012. Disponível em: <https://goo.gl/x3CCh3>.

JOKINEN, P. *et al*. **Fortum Energy Review**. 2015. Disponível em: <https://goo.gl/hxprGD>.

LANGSDORF S. **EU energy policy**: from ECSC to the energy roadmap 2050. Green European Foundation, 2011. Disponível em: <https://goo.gl/qBXr1q>.

LEMOS, H. F. **Estudos de repotenciação de usinas hidrelétricas por meio de motorização de poços vazios existentes**. 2014. Dissertação (Mestrado) – Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2014. Disponível em: <https://goo.gl/CvnuJM>.

LET'S not waste our waste: essential roles of hazardous and energy recovery as vital elements of a circular economy. **Fortum Energy Review**, nov. 2017.

MAIA, C. União pode receber reforço com venda de usinas da Eletrobras. **Valor Econômico**, 11 jul. 2017.

MELLO, T. et al. Economia e energia fotovoltaica: um recurso sustentável e inovador como uma ferramenta de estratégia dentro das empresas. CONGRESSO INTERNACIONAL DE GESTÃO ESTRATÉGICA E CONTROLADORIA DE ORGANIZAÇÕES – III CIGECO. 3., São Luiz Gonzaga, Rio Grande do Sul, 2017. **Anais**... São Luiz Gonzaga: URI Erechim, out. 2017.

MORAIS, J. M. **Petróleo em águas profundas**: uma história tecnológica da Petrobrás na exploração e produção *offshore*. Brasília: Ipea, 2013. Disponível em: <https://goo.gl/APQrsn>

OBSERVATÓRIO DO CLIMA. **Emissões de GEE no Brasil e suas implicações para a política pública e a contribuição brasileira para o Acordo de Paris**, SEEG 2018. Disponível em: <https://goo.gl/feANxH>.

OLIVEIRA F. C. **Avaliação financeira do setor sucroenergético**, Revista Política Agrícola, Ano XXVI, nº 1, jan/fev/mar de 2017.

OECD – ORGANISATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT. NEA – NUCLEAR ENERGY AGENCY. **Nuclear energy today**. 2. ed. OECD; NEA, 2012. Disponível em: <https://goo.gl/8Cdx64>.

_____. **Technology roadmap update for generation IV nuclear energy systems international forum**. OCDE; NEA, Jan. 2014. Disponível em: <https://goo.gl/zJo7iS>.

OUDENHOVEN, J. F. M.; BAGGETTO, L.; NOTTEN, P. H. L. **All-solid-satate lithium-ion microbatteries**: a review of various three-dimensional concepts. Eindhoven: University of Technology, Department of Chemistry and Chemical Engineering, 2011.

PEREIRA, E. B. *et al*. **Atlas brasileiro de energia solar**. São José dos Campos: INPE, 2006. Disponível em: <https://goo.gl/BBZX2B>.

SIMPSON, Larry D. **Os mercados de água são uma opção viável?** Rio de Janeiro: FGV, jul. 1994. (Revista Finanças e Desenvolvimento).

TESTER, J. W. *et al*. **Sustainable energy**: choosing among options. 2. ed. London: MIT Press, 2012.

VENDA da Eletrobras é proposta ufanista e ineficaz, diz Ildo Sauer. **Valor Econômico**, 29 ago. 2017.

XAVIER, E. **Termeletricidade no Brasil**: proposta metodológica para inventário das emissões aéreas e sua aplicação para o caso do CO2. 2004. Tese (Doutorado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Coppe/UFRJ, Rio de Janeiro, 2004.

WELANDER, E. **Did hydropower generators in Nord Pool exercise market power during 2006**? A simulation analysis of hydro production in Norway and Sweden. 2007. Thesis (Master) –Stockholm School of Economics, Stockolm, 2007. Disponível em: <https://goo.gl/hin4Gj>.

WWF BRASIL – WORLD WILDLIFE FUND BRASIL. **Além de grandes hidrelétricas**: políticas para fontes renováveis de energia elétrica no Brasil. Brasil: WWF-Brasil, 2012. (Sumário Executivo).

BIBLIOGRAFIA COMPLEMENTAR

CEPEL – CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. Eletrobras. Ministério de Minas e Energia. **Atlas do potencial eólico brasileiro**. Brasília: Cepel; Eletrobras; MME, 2001.

CHOHFI, F. M.; DUPAS, F. A.; LORA, E. E. S. Balanço, análise de emissão e sequestro de CO2 na geração de eletricidade excedente no setor sucroalcooleiro. *In*: ENCONTRO DE ENERGIA NO MEIO RURAL, 5., 2004, Campinas. **Resumos**... Campinas, 2004. Disponível em: <https://goo.gl/MTBgEU>. Acesso em: 3 maio 2017.

DINCER, I.; ROSEN, M. A. **Exergy**: energy, environment and development. Canada: Elsevier Science, 2007; 2012.

EBC – AGÊNCIA BRASIL. ANEEL aprova novos valores para bandeiras tarifárias em 2017. Brasília, **Valor Econômico**, fev. 2017.

EIA – US ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Capital cost estimates for utility scale electricity generating plants. Washington: Independent Statistics & Analysis, Nov. 2016. Disponível em: <https://goo.gl/baFdGb>.

_____. Addendum: capital cost estimates for utility scale electricity generating plants, Washington: Independent Statistics & Analysis, Apr. 2017. Disponível em: <https://goo.gl/9pax47>.

_____. International energy outlook 2013. Washington: Independent Statistics & Analysis, Jul. 2013. Disponível em: <https://goo.gl/hrM4fm>.

ELETROBRAS. Relatório de resultados do Procel 2016 – ano-base 2015. Brasil, 2016. Disponível em: <www.procelinfo.com.br>.

FORTUM. Fortum's energy review on the circular economy: let's not waste our waste. Fortum Energy Review, Nov. 2017. Disponível em: < https://goo.gl/n53Vgo>.

GABRICH, Y.; COELHO I.; COELHO V. Tendências para sistemas microgrids em cidades inteligentes: uma visão sobre blockchain. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE PESQUISA OPERACIONAL, 49., 2017, Blumenau, Resumos... Blumenau, 2017.

GOLDEMBERG, J. A evolução do sistema energético no Brasil. **Valor Econômico**, Rio de Janeiro, maio 2017. Disponível em: <https://goo.gl/bRPht4>.

IMAFLORA – INSTITUTO DE MANEJO E CERTIFICAÇÃO FLORESTAL E AGRÍCOLA. **Evolução das emissões de gases de efeito estufa no Brasil (1970-2013)**: setor de energia e processos industriais. São Paulo: IEMA; IMAFLORA, 2015. Disponível em: <https://goo.gl/rGcveR>.

KUHN, T. S. **A estrutura das revoluções científicas**. 5. ed. São Paulo: Editora Perspectiva, 1998.

MEIBAK, D. BNDES cria fundo de R$ 500 milhões com foco em energia sustentável. **Valor Econômico**, São Paulo, maio 2017. Disponível em: <https://goo.gl/edDPyV>.

MUULS, M. *et al*. **Evaluating the EU emissions trading system**: take it or leave it? An assessment of the data after ten years. London: Imperial College London; Grangtham Institute, Oct. 2016. (Briefing Paper, n. 21).

OSTOJIC, D. R. *et al*. **Energizing green cities in southeast Asia**: appling sustainable urban energy and emissions planning. Washington: World Bank Publications, 2013. Disponível em: <https://goo.gl/tEpjMa>.

PIRES, A. Novidades no setor elétrico. **Valor Econômico**, Rio de Janeiro, maio 2017. Disponível em: <https://goo.gl/vx48fD>.

POLITO, R. Cemig investe em nova rede elétrica e de telecomunicação. **Valor Econômico**, Rio de Janeiro, mar. 2017. Disponível em: <https://goo.gl/JrrR5q>.

RODRIGUEZ, H. Novo motor com taxa de compressão variável pode salvar os motores flex. **Revista Quatro Rodas**, nov. 2016. Disponível em: <https://goo.gl/ZJ7HhR>.

SALOMON K, R.; LORA, E. E. S. Estimativa do potencial de geração de energia elétrica para diferentes fontes de biogás no Brasil. **Revista Biomassa e Energia**, v. 2, n. 1, 2005.

THUMANN, A.; MEHTA, D. P. **Handbook of energy engineering**. 7. ed. Georgia: The Fairmont Press, Inc., 2013.

VADARI, M.; STOKES, G. Modern grid solutions. **Public Utilities Fortnightly**, Nov. 2013. Disponível em: <https://goo.gl/KjYzCs>.

YUZUGULU, E. **Synergies for sustainable energy**. Norwood: Artech House, 2013.

Ipea – Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada

Assessoria de Imprensa e Comunicação

EDITORIAL

Coordenação
Reginaldo da Silva Domingos

Assistente de Coordenação
Rafael Augusto Ferreira Cardoso

Supervisão
Everson da Silva Moura
Camilla de Miranda Mariath Gomes

Revisão
Ana Clara Escórcio Xavier
Clícia Silveira Rodrigues
Idalina Barbara de Castro
Olavo Mesquita de Carvalho
Regina Marta de Aguiar
Alice Souza Lopes (estagiária)
Amanda Ramos Marques (estagiária)
Ana Luíza Araújo Aguiar (estagiária)
Hellen Pereira de Oliveira Fonseca (estagiária)
Ingrid Verena Sampaio Cerqueira Sodré (estagiária)
Isabella Silva Queiroz da Cunha (estagiária)
Lauane Campos Souza (estagiária)

Editoração
Aeromilson Trajano de Mesquita
Bernar José Vieira
Cristiano Ferreira de Araújo
Danilo Leite de Macedo Tavares
Herllyson da Silva Souza
Jeovah Herculano Szervinsk Júnior
Leonardo Hideki Higa

Capa
Danielle de Oliveira Ayres
Flaviane Dias de Sant'ana

Projeto Gráfico
Renato Rodrigues Bueno

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

Composto em adobe garamond pro 12/16 (texto)
Frutiger 67 bold condensed (títulos, gráficos e tabelas)
Impresso em offset 90g/m^2 (miolo)
Cartão supremo 250g/m^2 (capa)
Brasília-DF

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

PÁTRIA AMADA BRASIL
GOVERNO FEDERAL

ISSN 1415-4765