

O FUTURO ENERGÉTICO E A GERAÇÃO NUCLEAR

2013

Nº 19

O FUTURO ENERGÉTICO E A GERAÇÃO NUCLEAR

2013

Nº 19



Primeiro Presidente Fundador
Luiz Simões Lopes

Presidente
Carlos Ivan Simonsen Leal

Vice-Presidentes
Sergio Franklin Quintella, Francisco Oswaldo Neves Dornelles and
Marcos Cintra Cavalcante de Albuquerque

CONSELHO DIRETOR

Presidente
Carlos Ivan Simonsen Leal

Vice-Presidentes
Sergio Franklin Quintella, Francisco Oswaldo Neves Dornelles and
Marcos Cintra Cavalcante de Albuquerque

Vogais
Armando Klabin, Carlos Alberto Pires de Carvalho e Albuquerque, Ernane Galvêas,
José Luiz Miranda, Lindolpho de Carvalho Dias, Manoel Pio Corrêa Júnior,
Marcílio Marques Moreira and Roberto Paulo Cezar de Andrade

Suplentes
Antonio Monteiro de Castro Filho, Cristiano Buarque Franco Neto,
Eduardo Baptista Vianna, Gilberto Duarte Prado, Jacob Palis Júnior,
José Ermírio de Moraes Neto, José Julio de Almeida Senna and
Marcelo José Basílio de Souza Marinho.

CONSELHO CURADOR

Presidente
Carlos Alberto Lenz César Protásio

Vice-Presidente
João Alfredo Dias Lins (Klabin Irmãos e Cia)

Vogais
Alexandre Koch Torres de Assis, Angélica Moreira da Silva (Federação Brasileira de Bancos), Carlos Moacyr Gomes de Almeida, Dante Letti (Souza Cruz S.A.), Edmundo Penna Barbosa da Silva, Heitor Chagas de Oliveira, Jaques Wagner (Estado da Bahia), Luiz Chor (Chozil Engenharia Ltda.), Marcelo Serfaty, Marcio João de Andrade Fortes, Maurício Matos Peixoto, Orlando dos Santos Marques (Publicis Brasil Comunicação Ltda.), Pedro Henrique Mariani Bittencourt (Banco BBM S.A.), Raul Calfat (Votorantim Participações S.A.), Rodrigo Vaunizio Pires de Azevedo (IRB - Brasil Resseguros S.A.), Ronaldo Mendonça Vilela (Sindicato das Empresas de Seguros Privados, de Capitalização e de Resseguros no Estado do Rio de Janeiro e do Espírito Santo), Sérgio Ribeiro da Costa Werlang e Tarso Genro (Estado do Rio Grande do Sul).

Suplentes
Aldo Floris, José Carlos Schmidt Murta Ribeiro, Luiz Ildefonso Simões Lopes (Brookfield Brasil Ltda.), Luiz Roberto Nascimento Silva, Manoel Fernando Thompson Motta Filho, Murilo Pinto de Oliveira Ferreira (Vale S.A.), Nilson Teixeira (Banco de Investimentos Crédit Suisse S.A.), Olavo Monteiro de Carvalho (Monteiro Aranha Participações S.A.), Patrick de Larragoiti Lucas (Sul América Companhia Nacional de Seguros), Rui Barreto (Café Solúvel Brasília S.A.) e Sérgio Lins Andrade (Andrade Gutierrez S.A.).

Sede
Praia de Botafogo, 190, Rio de Janeiro - RJ, CEP 22250-900 ou Caixa Postal 62.591
CEP 22257-970, Tel: (21) 3799-5498, www.fgv.br

Instituição de caráter técnico-científico, educativo e filantrópico, criada em 20 de dezembro de 1944 como pessoa jurídica de direito privado, tem por finalidade atuar, de forma ampla, em todas as matérias de caráter científico, com ênfase no campo das ciências sociais: administração, direito e economia, contribuindo para o desenvolvimento econômico-social do país.



Diretor
Cesar Cunha Campos

Diretor Técnico
Ricardo Simonsen

Diretor de Controle
Antônio Carlos Kfourí Aidar

Diretor de Qualidade
Francisco Eduardo Torres de Sá

Diretor de Mercado
Sidnei Gonzalez

Diretores-Adjuntos de Mercado
Carlos Augusto Lopes da Costa
José Bento Carlos Amaral

EQUIPE TÉCNICA

Autor e Coordenação Editorial
Otavio Mielnik

Revisão Técnica
Margarete Rocha
Carlos Xavier

EQUIPE DE PRODUÇÃO

Coordenação de Comunicação
Melina Bandeira
Manuela Fantinato

Coordenação de Projeto Gráfico
Maria João Pessoa Macedo

Colaboração
Patricia Werner
Camila Senna
Mariana Bento de Paula
Aila Martins Ferreira
Gabriela Costa

Fotos
www.shutterstock.com

Esta edição está disponível para
download no site da FGV Projetos:
www.fgv.br/fgvprojetos

SUMÁRIO

APRESENTAÇÃO.....	04
INTRODUÇÃO.....	06
1. EVOLUÇÃO DA POLÍTICA ENERGÉTICA: MUNDO E BRASIL, ASPECTOS CONVERGENTES..	08
2. EVOLUÇÃO E DESENVOLVIMENTO DA DEMANDA E DA OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA..	13
3. EVOLUÇÃO DA ENERGIA NUCLEAR NO PLANO INTERNACIONAL.....	18
4. CENÁRIOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA PARA O PERÍODO 2013-2040.....	48
5. OFERTA E CUSTOS DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL.....	58
6. UMA NOVA ABORDAGEM PARA A GERAÇÃO NUCLEAR NOS PLANOS REGULATÓRIO E POLÍTICO INSTITUCIONAL.....	74
7. RESULTADOS.....	88
8. RECOMENDAÇÕES.....	94



APRESENTAÇÃO

O tema energia é um dos mais importantes da agenda nacional. A política energética, a questão tecnológica envolvida e seus impactos na economia são temas suficientemente relevantes para fomentar o debate e estimular discussões que contribuam para aprimoramento do setor, de modo a preservar e consolidar a competitividade da economia do país. Componente estratégico no processo de desenvolvimento sustentável, a expansão da geração de energia elétrica deve responder às necessidades energéticas de modo econômico e eficiente, levando em consideração a diversidade de recursos disponíveis e seu aproveitamento a médio e longo prazo.

Cada opção apresenta características físicas, possibilidades tecnológicas e condições econômicas próprias que devem ser consideradas para que se obtenha o melhor conjunto e a melhor alocação dos recursos disponíveis. A sustentabilidade é um aspecto fundamental na gestão do sistema energético, tornando necessário que sejam levados em conta o desempenho e os riscos apresentados por cada uma das fontes que compõem a matriz elétrica. Valorizando a diversidade será possível estabelecer a melhor proporção de cada fonte energética e sua contribuição à expansão da geração de energia elétrica do país ao longo das próximas décadas. A futura matriz elétrica deverá, portanto, minimizar os riscos de dependência a uma fonte energética ou a um fornecedor e ampliar as vantagens e benefícios de uma oferta dinâmica, que utilize plenamente o potencial de recursos existentes.

A FGV Projetos tem se orientado à criação de competência e aplicação de novos conhecimentos em áreas relevantes ao desenvolvimento do país. Com essa preocupação, o presente estudo, coordenado por Otavio Mielnik, tem por objetivo estabelecer as condições de formação da matriz elétrica brasileira em 2040. Isso foi possível a partir de uma análise e avaliação da evolução da demanda, assim como da formação da oferta de energia elétrica, permitindo atendê-la nas melhores condições de segurança econômica, energética e ambiental. Em especial, a determinação dos custos nivelados de energia elétrica para cada fonte energética na composição da matriz elétrica brasileira em 2040 é uma contribuição inovadora para a tomada de decisão e escolha de novos investimentos para a geração de energia elétrica do país.

O setor elétrico atravessa uma transição com a introdução de novas tecnologias de geração, a possível aplicação de políticas de precificação de externalidades e a adoção de novos sistemas de consumo. Os efeitos dessas novas condições foram incorporados neste estudo, que considera, em particular, a utilização da geração nuclear no quadro de uma matriz elétrica diversificada, que atenda à futura demanda de energia e promova o desenvolvimento sustentável do país nas melhores condições técnicas, econômicas e sociais.

Boa leitura!

Cesar Cunha Campos
Diretor
FGV Projetos



INTRODUÇÃO

A formação da oferta de energia elétrica é um processo dinâmico, vinculado ao desenvolvimento da sociedade, que envolve escolhas de longo prazo e obedece a critérios econômicos, técnicos, sociais e ambientais. Ao longo dos últimos anos, esse processo tem integrado novos conceitos e mecanismos para promover a melhor alocação dos recursos disponíveis e a eficiência no desempenho operacional da geração de energia elétrica. Novas abordagens contribuem para aperfeiçoar o planejamento convencional do setor elétrico, introduzindo critérios para a comparação entre as várias fontes energéticas utilizadas para a geração de energia elétrica. O estudo dos Custos Nivelados de Energia Elétrica, apresentado neste trabalho e aplicado ao Brasil para o período 2013-2040, introduz novos elementos para a tomada de decisão, ao estabelecer um mecanismo inovador para as escolhas dos novos investimentos, que considera a competitividade de cada tecnologia de geração de energia elétrica ao longo de sua vida útil.

Entre os componentes fundamentais para a formação de uma oferta sustentável de energia elétrica enfatizados neste estudo, evidenciam-se:

- (1) a redução da dependência, seja em relação a uma fonte energética, seja em relação a um fornecedor;
- (2) o resultado econômico e social resultante do desempenho operacional na escolha da tecnologia de geração; e
- (3) a contabilização das externalidades provocadas por algumas tecnologias de geração.

Nesse sentido, cabe salientar a importância da diversificação das fontes energéticas na formação da matriz elétrica nas próximas duas décadas, considerando as condições físicas, tecnológicas e econômicas da expansão de cada uma das fontes disponíveis. De modo complementar, o desempenho operacional contribui para ampliar a confiabilidade da geração, incidindo sobre seu custo e a competitividade do sistema elétrico. Finalmente, a introdução de penalidades em razão da emissão de gases de efeito estufa promove a inovação das tecnologias de geração e fortalece os parâmetros que determinam a escolha de tecnologias limpas.

Mobilizadas pelo critério de sustentabilidade e pelas escolhas de longo prazo que garantam sua preservação, as políticas energéticas em aplicação na maior parte dos países têm por referência e orientação a segurança energética, a segurança econômica e a segurança ambiental. Os três aspectos têm importância estratégica na formação da oferta de energia elétrica e na determinação das tecnologias que melhor atendam aos seus fundamentos. Nesse sentido, a geração nuclear se diferencia no plano econômico por seu desempenho operacional (funcionando 90% do ano), mas também, no plano energético, pelo acesso ao combustível, e, no plano ambiental, por ser uma energia limpa.

A geração nuclear tem importante papel a cumprir no desenvolvimento da oferta de energia elétrica nas próximas décadas, no quadro de uma matriz elétrica diversificada, sustentável e eficiente. O desenvolvimento da geração nuclear tem sido marcado pela importância consagrada à segurança e ao desempenho operacional. Novas tecnologias estão sendo aplicadas e um grande esforço tem sido dedicado à redução dos custos. No Brasil, a ampliação da geração nuclear tende a diversificar substancialmente a matriz elétrica. Como é analisado nesse estudo, um dos obstáculos ao seu desenvolvimento, dado pelo custo de construção, tende a ser superado com as orientações que estão sendo adotadas na construção de novas unidades. Nesse sentido, a participação do setor privado será um componente decisivo no investimento, construção e operação das centrais nucleares a serem implantadas no Brasil.

1. EVOLUÇÃO DA POLÍTICA ENERGÉTICA: MUNDO E BRASIL, ASPECTOS CONVERGENTES

Investimentos energéticos mobilizam recursos econômicos, tecnológicos e financeiros cujos efeitos e consequências se fazem sentir durante um longo período de tempo. A mobilização desses recursos deve obedecer a critérios rigorosos, abrangentes e dinâmicos, que atendam a evolução previsível das necessidades energéticas no quadro da melhor utilização possível dos recursos disponíveis. De fato, embora determinem as condições e o perfil da oferta no longo prazo (entre 10 e 40 anos), os investimentos energéticos são decididos no quadro da política energética de governos que, em princípio, duram quatro anos, sendo sensíveis às consequências de curto prazo resultantes de suas escolhas. Ainda assim, a popularização do conceito de sustentabilidade, acabou dando uma dimensão política aos efeitos de longo prazo, que passaram a balizar as escolhas energéticas ao longo da década de 2000.

A política energética vem ganhando uma determinação comum a todos os países, tanto pelo fato de os fluxos energéticos não se restringirem às fronteiras nacionais, quanto, principalmente, porque os mercados energéticos são globalizados e, por conta de seus impactos, a utilização dos recursos energéticos obedece, gradualmente, a critérios mundiais e intergeracionais. Desse modo, a política energética que orienta as ações e decisões de governos e empresas, em escala local e internacional, está centrada em torno dos conceitos de:

- Segurança econômica
- Segurança energética
- Segurança ambiental



BOX 1

SEGURANÇA ECONÔMICA, ENERGÉTICA E AMBIENTAL

Segurança econômica diz respeito às condições que garantem viabilidade e competitividade à economia de um país. Por exemplo, a concorrência entre fontes energéticas promove a redução gradual dos custos de geração de energia elétrica, o que contribui para (1) melhorar as condições de acesso da população à energia, (2) a atração de novos investimentos ao país, (3) a competitividade da economia no plano internacional, e (4) o crescimento econômico.

Segurança energética se refere ao fornecimento de energia, determinado pelas condições de acesso físicas, geopolíticas e tecnológicas aos recursos energéticos. Nesse sentido, a diversificação da matriz energética e a diversidade na origem das fontes de abastecimento são dois aspectos cruciais para garantir a segurança energética. A confiabilidade na oferta de energia elétrica, seja pela tecnologia utilizada, seja por sua proximidade dos centros de carga, reforça a segurança energética.

No entanto, não basta ter a posse jurídica dos recursos quando não se dispõe das tecnologias que permitam a sua exploração. Por exemplo, são necessárias tecnologias sofisticadas e caras para extrair e valorizar o petróleo e o gás natural que se encontra em águas ultraprofundas. A experiência do Japão nessa matéria é relevante. O país depende da importação de 84% dos recursos energéticos necessários ao seu desenvolvimento e aplica uma estratégia de negociação que diversifica fontes energéticas e fornecedores, de modo a minimizar riscos e garantir o fornecimento de energia. Essa condição caracteriza um quadro realista no comércio de energia que é o de autonomia energética, em uma dinâmica mais adequada aos fluxos globalizados.

Segurança ambiental diz respeito à redução de impactos ambientais e ao controle de emissão de gases de efeito estufa (GHGs, na sigla em inglês). A produção e o consumo de combustíveis fósseis tem dimensão local e regional, podendo superar os limites territoriais de um país e alcançar escala global, resultando em níveis de emissão que se ampliam ao longo do tempo.

No período 2013-2040, a aplicação dos critérios de segurança energética, segurança econômica e segurança ambiental terá lugar em um quadro de evolução dos sistemas de oferta e demanda de energia que apresenta as seguintes características:

- 1) Aumento nos custos de produção do petróleo e derivados com necessidade de expandir as fronteiras de produção para águas ultraprofundas (entre 1.500 e 3.000 metros de lâmina d'água e profundidade total de até 10.000 metros) em áreas de produção mais caras, como a camada pré-sal do Brasil, o Golfo do México e o Golfo da Guiné (na África Ocidental);
- 2) Aumento da demanda de combustíveis pelo setor de transportes (estima-se que o número de carros duplique em 2035, atingindo 1,7 bilhão), especialmente nos países emergentes, nos quais os subsídios devem ser preservados por razões de ordem política e social, aumentando a demanda e exercendo pressão para o aumento dos preços do petróleo no mercado internacional;
- 3) Aumento da oferta de petróleo não-convencional (10 milhões de barris/dia, especialmente de Alberta, Canadá) e de petróleo de xisto (*shale oil*) em diversos países;
- 4) Aumento da oferta e do consumo de gás natural e de líquidos de gás natural em 2035 (acima de 18 milhões de barris/dia), especialmente como resultado da exploração de gás de xisto, rico em líquidos de gás natural, cuja oferta deve atingir 20% da oferta mundial total de gás natural. Além disso, aumento substancial da oferta de gás natural da camada pré-sal do Brasil, onde se estima que a maior parte do gás natural seja associado (i.e., produzido conjuntamente com o petróleo), que não pode ser queimado além de 3% por regulamentação da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) (com margem de tolerância para 5% até 2015) e deve, portanto, ser reinjetado ou liquefeito (por exemplo, em unidade de liquefação embarcada) ou, ainda, transportado por gasoduto de transferência até o continente, quando houver essa alternativa;
- 5) O uso do gás natural para geração elétrica pode ser beneficiado com a redução de seu preço, que tende a se desvincular do preço do petróleo desde que a valorização do gás de xisto não reflita seu custo de produção, mas tenha por base a comercialização dos líquidos de gás natural;
- 6) Maior utilização de fontes renováveis não-hidrelétricas para geração elétrica (de 3% em 2010 para 15% em 2035), especialmente pela China e Estados Unidos (com metade do crescimento), suportados por subsídios anuais estimados em US\$ 180 bilhões e exigindo novos investimentos em transmissão;
- 7) Capacidade adicional de 680.000 MW em hidreletricidade, mantendo-se em 15% do total, sendo mais de 50% do crescimento provenientes da China, Índia e Brasil; e

8) Há uma incógnita em torno do consumo de carvão, que contou por quase metade da demanda global de energia no período 2000-2010. No cenário de referência da Agência Internacional de Energia, o carvão crescerá 65% até 2035, ocupando a maior parcela da combinação energética global. O consumo da China (quase 50% da demanda global) será determinante para a demanda global de carvão, seguido pela Índia, que no caso de um cenário pessimista se tornará o segundo maior importador mundial de carvão. O principal mercado de comercialização do carvão está se deslocando do Atlântico ao Pacífico. Com o aumento dos preços e a perspectiva de introdução de tecnologias de captura e armazenagem de carbono (CCS, na sigla em inglês), novos investimentos foram realizados em países exportadores, como Austrália, Indonésia, Rússia e Mongólia.

PRINCIPAIS TENDÊNCIAS DA POLÍTICA ENERGÉTICA DO BRASIL

recomendamos que:

(...) que a política energética brasileira tenha uma estratégia de longo prazo, com objetivos explicitados em matéria de oferta e demanda de energia elétrica, que sirvam como referência e indicação das oportunidades de investimento, permitindo que investidores privados possam planejar com maior segurança o desenvolvimento de projetos de médio e longo prazo.

Não há documento específico que estabeleça as orientações da política energética recente do Brasil. O Plano Nacional de Energia (PNE) 2030, que data de 2007, poderia ser a referência para a política energética de longo prazo do país, mas não integra a evolução energética e as novas prioridades determinadas desde aquela data. Para o setor elétrico, o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), produzido anualmente, apresenta as orientações do governo para o curto e médio prazo. Além disso, o Ministério de Minas e Energia define e aplica medidas de curto e médio prazo que também compõem a política energética. As decisões do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), formado por vários ministérios, definem diretrizes de curto prazo com impacto sobre a política energética, seja porque determinam alteração nas tendências em curso, seja porque ampliam o alcance das medidas existentes. Por fim, as decisões tomadas pelas empresas energéticas administradas pelo governo federal (especialmente, Petrobras e Eletrobras) são parte da política energética adotada pelo país. Nesse sentido, a política energética deveria ter aspectos fundamentais (relacionados a estratégias gerais de médio e longo prazo) e aspectos de gestão imediata (relacionados com a condução da política econômica e da política social do governo).

Nesse contexto, os critérios da política energética do Brasil estão sendo determinados por três prioridades: (1) desenvolvimento da produção de petróleo e gás natural da camada pré-sal, (2) preservação da modicidade nas tarifas de energia elétrica e na precificação dos derivados de petróleo que possam ter efeito sobre a inflação, e (3) estruturação de uma matriz energética com baixo teor de carbono. Esses aspectos envolvem, no entanto, uma dinâmica própria, porque a modicidade nas tarifas de energia elétrica e na precificação de certos derivados de petróleo afeta

a receita das empresas e tem impacto sobre sua capacidade de investimento. Além disso, para ser sustentável, a estruturação da matriz energética com baixo teor de carbono deve privilegiar a diversidade na oferta de energia, equilibrando a participação de fontes energéticas com reduzido nível de emissão de carbono, de modo a atenuar os riscos de dependência e garantir a segurança de fornecimento. Embora a matriz elétrica do Brasil seja considerada limpa, é concentrada na geração hidrelétrica (75%), apresentando os riscos que se apresentam, em algum momento, em um sistema pouco diversificado.

Segurança econômica, energética e ambiental são relevantes, mas sob prioridades distintas. A segurança econômica no Brasil, praticada menos pelo aumento da oferta e concorrência entre fornecedores e mais pela modicidade tarifária, pode restringir a remuneração das empresas energéticas e pode comprometer a qualidade do serviço. A segurança energética (i.e., segurança de fornecimento) depende:

- (1) das condições pluviométricas;
- (2) das fontes que geram continuamente, com fator de capacidade elevado, como a geração nuclear;
- (3) da geração complementar; e
- (4) da evolução da demanda de energia elétrica.

Os quatro fatores interagem de modo dinâmico para assegurar a segurança de fornecimento. Uma articulação de dois ou mais fatores é possível e torna ainda mais relevante o papel dos demais. Por exemplo, uma redução no regime pluviométrico associado a uma elevação da demanda a um ritmo superior ao previsto, evidencia o papel da energia nuclear e da geração complementar para a segurança de fornecimento. No entanto, a energia nuclear (1,7% da capacidade instalada) e o conjunto da geração térmica (28% da capacidade instalada em 2011) não têm participação compatível com sua importância na segurança de fornecimento.

Deve-se buscar, dentro de uma visão integrada de política energética, um equilíbrio entre as ações de sustentabilidade relacionadas à segurança econômica, à segurança energética e à segurança ambiental.

2. EVOLUÇÃO E DESENVOLVIMENTO DA DEMANDA E DA OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA

Em seu Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2021, a Empresa de Pesquisa Energética indica a evolução estimada da oferta e demanda de energia elétrica no período 2012-2021.

¹ 1 TWh equivale a 1 milhão de MWh.

O crescimento estimado da demanda de energia elétrica, no período 2012-2021, será de 4,9% ao ano, passando de 500 TWh para 774 TWh¹, o que corresponde a um aumento total de 55%. Para uma análise mais consistente, esse crescimento deve ser considerado em função de sua evolução por setor consumidor. Entre 2002 e 2011, o crescimento da demanda foi de 4,5% ao ano e o principal setor consumidor foi o setor industrial (44% do total em 2011). Vale lembrar que o crescimento mais pronunciado tem sido o do setor residencial (4.9% ao ano no período 2002-2011). O consumo na faixa de 201-300 kWh (com maior quantidade de consumidores) cresceu 17% ao ano, especialmente na região Sudeste com 22% ao ano².

Ao mesmo tempo, os investimentos em expansão da capacidade industrial, no período 2010-2020, são estimados em cerca de R\$ 730 bilhões. Os grandes consumidores industriais de energia elétrica são os setores de alumínio, química, alimentos e bebidas, papel e celulose, ferro-gusa e aço, cujo consumo em 2011 atingiu 128 TWh ou 61% do total consumido pelo setor industrial. Setores energo-intensivos (como os produtores de alumínio) estão negociando preços de venda junto ao governo brasileiro diante de oportunidades mais competitivas em outros países intensivos em hidreletricidade. Caso se decidam por aplicar no Brasil os investimentos destinados à ampliação de capacidade produtiva, haverá um volume substancial de energia elétrica a ser gerado para atender essa demanda adicional.

Ao longo do período 2012-2021, o IBGE (Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística) estima que o crescimento demográfico do país será de 0,6% ao ano, passando de 194 milhões (2012) para 208 milhões de habitantes (2021), sendo previsto um aumento de 13 milhões de domicílios (passando de 63 milhões em 2012 para 76 milhões em 2021), mantendo a mesma distribuição regional, com 45% do total (34 milhões de residências) situado na região Sudeste.

Há dois aspectos questionáveis nas estimativas de consumo do setor residencial apresentadas no PDE 2021. Em primeiro lugar, as estimativas quanto à evolução da posse de equipamentos são conservadoras, especialmente aparelhos de ar condicionado (3,4% ao ano), passando de 22% (13,9 milhões de residências em 2012) para 28% (21,3 milhões de residências em 2021) dos domicílios do país, e máquinas de lavar roupas (1,6% ao ano), passando de 65% (2012) para 75% (2021) do total de residências, itens que devem ter seu consumo ampliado em estados como São Paulo e Rio de Janeiro, onde se concentram 20 milhões (35% do total do país) dos consumidores residenciais em 2010 (aumento estimado de 4 milhões de consumidores em 2020) com as facilidades de acesso ao crédito aos novos contingentes de consumidores. De fato, o consumo realizado pela classe C (51 milhões de habitantes) passou de 25% a 40% do total consumido nas cidades, no período 2002-2010, sendo aceitável prever que haja, ao longo do período 2012-2021, uma ampliação na aquisição de aparelhos de ar condicionado, item de elevado consumo de energia elétrica. O segundo aspecto

discutível é a premissa de que a venda de equipamentos novos e a troca dos usados serão realizadas com equipamentos mais eficientes. Para que essa premissa se verifique, será necessário que haja incentivos ou interdição de venda dos equipamentos menos eficientes. Como os equipamentos mais eficientes são mais caros, mesmo considerando melhores condições de financiamento, isso restringirá seu acesso aos consumidores com maior poder de compra, criando um impasse e desconforto com os novos contingentes de consumidores que emergem ao mercado de eletrodomésticos. Como opção, poderia haver um subsídio para que o acesso a esses eletrodomésticos seja financiado pelo conjunto dos contribuintes, o que seria uma alternativa questionável.

Cabe assinalar que o consumo de energia elétrica *per capita* do Brasil (2.206 kWh/ano) é inferior ao do Chile (3.280 kWh/ano), Argentina (2.759 kWh/ano) e Uruguai (2.671 kWh/ano). O consumo atual de energia elétrica no Sul da Europa (cerca de 5.000 kWh/ano *per capita*) pode ser considerado um padrão aceitável, mas, em 2021, o consumo de energia elétrica no Brasil ainda estará a um nível 25% inferior a esse volume. Esses indicadores, associados ao efeito limitado das medidas de eficiência energética, evidenciam a necessidade de uma ampliação substancial da geração de energia elétrica ao longo das próximas duas décadas, a taxas superiores às planejadas. Considerando o consumo de energia em relação ao Índice de Desenvolvimento Humano (IDH), o Brasil está no grupo de países que inclui Argentina, México, China, Índia e África do Sul. A passagem ao grupo de países com mais elevado IDH implica um consumo de energia elétrica *per capita* superior a 5.000 kWh/ano.

A introdução de inovações energéticas, como os veículos elétricos, terá efeitos incertos sobre o consumo de energia, o que requer estudos prospectivos apurados para dimensionar as medidas compatíveis a serem tomadas no âmbito da geração e da distribuição de energia elétrica. O tema vem sendo minimizado com base na premissa de que o carregamento das baterias ocorrerá apenas à noite, quando o sistema elétrico conta com capacidade ociosa. De fato, a velocidade de penetração do carro elétrico será dada pelo tempo necessário para que os investimentos atuais, da ordem de bilhões de dólares, que estão sendo realizados pela indústria automobilística e pelos fabricantes de baterias revertam em (1) redução do custo da bateria do carro elétrico para US\$ 250/kWh, e (2) uma autonomia aceitável para seu uso nas grandes cidades. A evolução dessa variável, cuja iminência não está sendo devidamente considerada, deverá precipitar necessidades de investimento ao longo da cadeia de valor da energia elétrica no país.

PLANEJAMENTO CONVENCIONAL

O critério utilizado pelo planejamento convencional, determinados pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), para a expansão da capacidade de geração é dado pela igualdade entre o custo marginal de operação e o custo marginal de expansão, em uma situação na qual o

² Anuário Estatístico de Energia Elétrica, EPE, 2012.

risco de insuficiência na oferta de energia elétrica não supere 5% no Sistema Interligado Nacional (SIN). Esta situação constitui o nível ótimo de confiabilidade do sistema.

O custo marginal de operação é o custo para atender um aumento da demanda de energia elétrica, em um dado período de tempo, sem que haja expansão do sistema elétrico. Para isso, utiliza-se a reserva existente ou pode haver degradação na qualidade do serviço.

O custo marginal de expansão é o custo para atender um aumento da demanda de energia elétrica, em um dado período de tempo, por meio da ampliação da capacidade instalada do sistema.

Em uma situação de expansão ótima (i.e., equilibrada, eficiente), o custo marginal de expansão é igual ao custo marginal de operação, sendo indiferente construir uma nova usina ou operar o sistema para atender à demanda de uma unidade adicional de energia elétrica. Quando o custo marginal de operação excede o custo marginal de expansão, fica mais caro operar o sistema do que ampliar a capacidade instalada, e isso justifica construir novas usinas.

Na prática, o custo marginal de expansão tem sido estabelecido com base nos preços negociados nos diversos leilões de energia para instalação ao longo da década 2012-2021. O custo marginal de expansão adotado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) no PDE 2021 é de R\$ 102,00/MWh, correspondendo ao preço do empreendimento mais caro aceito dentro do leilão. Cabe salientar que não há neutralidade nesta matéria e que a metodologia utilizada para a definição do custo marginal de expansão condiciona, de fato, as escolhas a serem feitas.

CUSTOS NIVELADOS DE ENERGIA ELÉTRICA

Uma abordagem alternativa para a escolha dos investimentos entre diversas fontes energéticas é dada pelo nivelamento dos custos de geração. A aplicação desta abordagem, que não é praticada no Brasil, envolve novos critérios para estabelecer a competitividade real de cada fonte e tecnologia de geração de energia elétrica e para a elaboração da política energética do país. Métrica mais objetiva por refletir a dinâmica dos custos de geração ao longo do tempo, os custos nivelados de energia elétrica são amplamente aplicados por empresas de energia elétrica e governos no plano internacional para comparar os custos de diferentes tecnologias de geração.

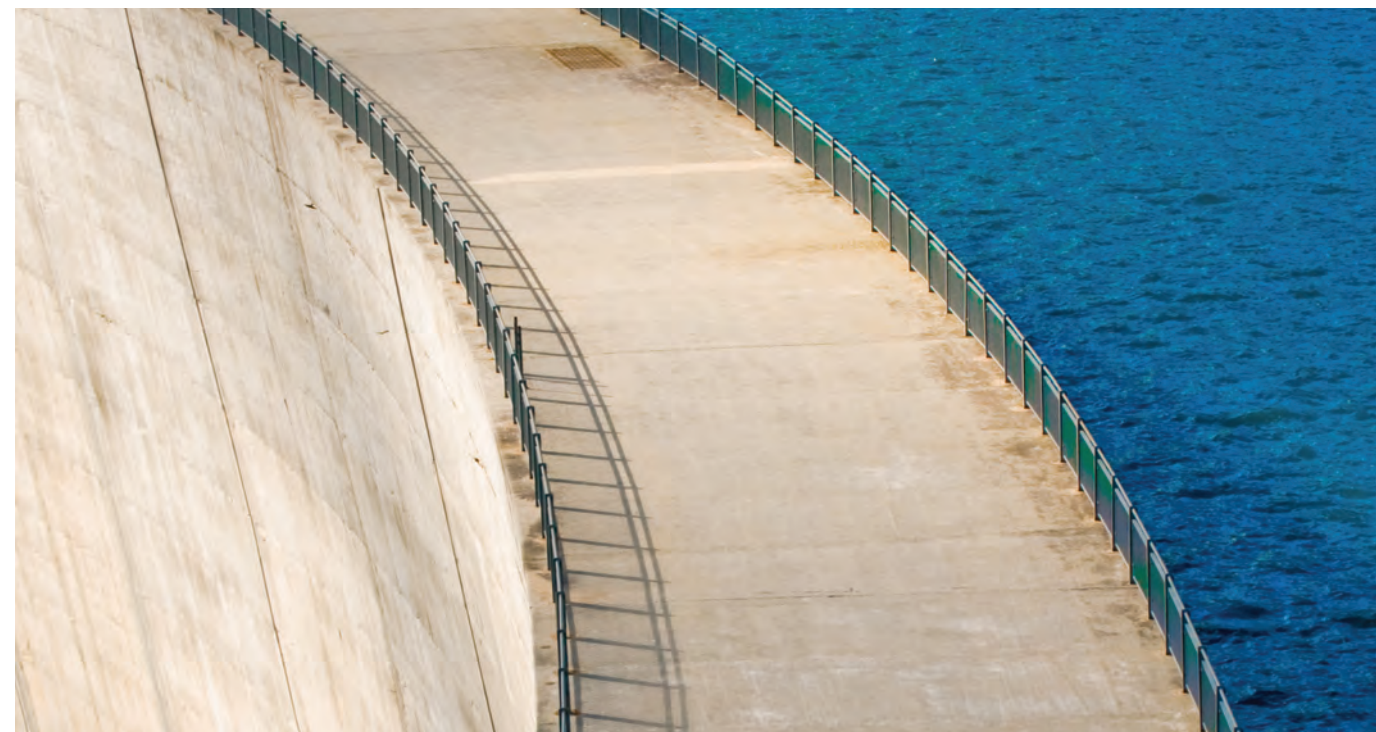
A metodologia para a estimação dos custos nivelados de energia elétrica (LCOE, na sigla em inglês) consiste na distribuição, ao longo de sua vida operacional, do conjunto de custos que contribuem ao funcionamento de uma usina que utiliza determinada tecnologia de geração elétrica. Circunstâncias específicas a cada país têm impacto sobre o custo nivelado de energia elétrica, o que valoriza a inclusão de aspectos tecnológicos, regulatórios e político-institucionais

no dimensionamento dos riscos considerados na metodologia dos LCOEs. De fato, há grandes diferenças de custo em função de condições locais (como acesso a combustíveis, disponibilidade de recursos renováveis e regulações de mercado).

Custos de investimento se beneficiam de economias de escala tanto no tamanho de cada unidade individual, quanto no número de unidades a serem construídas. Como a metodologia dos LCOEs considera: (1) tempos de construção de projetos específicos, (2) custos de construção, e (3) riscos relativos à primeira unidade de uma série (*first-of-a-kind* ou FOAK, na sigla em inglês), ela pode ser uma ferramenta prática para a análise dos custos de geração elétrica, além de facilitar a avaliação de investimentos e a formulação de políticas.

Os leilões de comercialização de energia elétrica no Brasil não são nivelados entre as diversas fontes. A hidrelétrica tem custos escondidos ou externos, que não entram na tarifa (e.g., grande parte de seus custos de transmissão socializados por meio da equalização dos consumidores de energia elétrica). Os combustíveis fósseis têm grande parte dos custos em combustível socializados, o que reduz a tarifa. Quanto à energia eólica, apresenta assimetria na qualidade de eletricidade e tem tarifas subsidiadas.

Cabe assinalar alguns custos escondidos, não explícitos, de outras fontes energéticas, como área ocupada (e.g., a Central Nuclear de Angra, com 2.007 MW, ocupa 3,3 km², enquanto a Usina Hidrelétrica de Furnas, com 1.132 MW, ocupa 1.442 km² e a de Sobradinho, com 1.050 MW, ocupa 4,214 km²). Além disso, no caso do sistema elétrico brasileiro, as linhas de transmissão conectando hidrelétricas aos centros de carga podem chegar a mais de 2.000 km de distância, enquanto a Central Nuclear de Angra está situada a cerca de 60 km do Rio de Janeiro.



3. EVOLUÇÃO DA ENERGIA NUCLEAR NO PLANO INTERNACIONAL

O desenvolvimento da energia nuclear pode ser analisado em três fases, relacionadas à evolução de suas condições tecnológicas e de segurança de suas operações. A primeira fase (de 1970 a 1986) pode ser considerada a **fase de primeira expansão**, relacionada ao grande potencial da energia nuclear para superar (1) as restrições apresentadas pela reestruturação das matrizes energéticas para enfrentar a dependência em relação ao petróleo, e (2) a necessidade de atender ao crescimento da demanda de energia elétrica em uma dinâmica de sustentabilidade. Essas condições, que foram críticas para os países da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) e determinantes para a criação, em 1974, da International Energy Agency (IEA), também foram relevantes em outros países, como o Brasil, que trataram de reduzir sua dependência em relação ao petróleo importado.

A segunda fase (de 1986 a 2000) foi uma **fase de revisão** para a indústria nuclear, diante dos efeitos políticos e sociais dos acidentes de Chernobyl (na Ucrânia) e de Three Mile Island (nos Estados Unidos). A expansão dos programas nucleares foi interrompida na maior parte dos países, exceto na Ásia (Japão e Coreia do Sul), enquanto a indústria nuclear procedia a uma avaliação detalhada e profunda dos processos técnicos, econômicos e de segurança envolvidos na geração elétrica a partir das usinas nucleares.

A terceira fase, que teve início em 2000 e prevalece atualmente, considerada a **fase de consolidação** da energia nuclear, tem sido marcada pelo desenvolvimento de nova geração de reatores (Geração III+), com recursos que melhoram substancialmente o desempenho tecnológico, econômico (com a construção modular e padronizada dos reatores nucleares) e as condições de segurança (implantação de sistemas passivos)³. A consolidação da energia nuclear se refere à oportunidade para a indústria nuclear de, após um período de duas décadas orientadas ao aperfeiçoamento do desempenho técnico e econômico das tecnologias de geração nuclear, atender ao crescimento da demanda de energia elétrica, reduzindo simultaneamente as emissões de gases de efeito estufa. O acidente de Fukushima (Japão) se insere nesta fase, tendo acentuado seus aspectos relevantes envolvendo a renovação de conceitos, processos e equipamentos, de modo a melhorar o desempenho econômico e energético, incorporando os avanços obtidos em relação às medidas de segurança.

Em maio de 2013, a capacidade instalada mundial de geração nuclear era de 374.524 MWe (13,5% da capacidade instalada de geração elétrica) a partir de 435 reatores, dos quais 67% (251.764

MW) eram do tipo PWR. Esta linha de reatores, da Geração III, foi a mais empregada durante a primeira fase do desenvolvimento da energia nuclear. Além disso, havia 66 reatores em construção (68.309 MW) em 13 países, principalmente China, Rússia, Índia e Coreia do Sul, correspondendo a uma expansão de 18% da capacidade em operação⁴.

ESTADOS UNIDOS

Os Estados Unidos têm 103 usinas nucleares, das quais 102 pertencem ao setor privado. A geração nuclear no país teve início em meados da década de 1950. A participação do setor privado é substancial na indústria nuclear, mas a política do governo – orientada para a independência energética e o controle das emissões de carbono – é fundamental tanto na geração nuclear, quanto na proposição de regulações ambientais e de segurança, envolvendo construção e operação de usinas, e o ciclo do combustível⁵. O licenciamento das usinas nucleares planejadas e em operação é a principal responsabilidade da Nuclear Regulatory Commission (NRC), agência independente, criada em 1974, que regula todos os aspectos da energia nuclear, inclusive a geração elétrica e a ampliação em mais 20 anos de licenças de reatores em operação há 40 anos.⁶

A preparação de licenças em processo rápido pela NRC, como a Licença Combinada de Construção e Operação (COL, na sigla em inglês)⁷, deu lugar à criação de vários consórcios de empresas. Uma consolidação da indústria nuclear está em curso em razão de economias de escala, da liberação dos preços de energia elétrica e do interesse crescente da energia nuclear em relação aos combustíveis fósseis. Exelon é a maior empresa geradora de energia nuclear dos Estados Unidos (21.000 MWe bruto) e a terceira maior empresa mundial.

FRANÇA

A geração nuclear na França teve início em 1974 com o objetivo de consolidar a segurança energética do país, que tem 58 usinas nucleares, todas pertencentes à empresa Electricité

⁴ World Nuclear Association, World Nuclear Power Reactor & Uranium Requirements, Maio 2013.

⁵ Nos Estados Unidos, o governo é a principal fonte de financiamento para reatores avançados e para pesquisa relativa ao ciclo do combustível, além de prover incentivos para a construção de novas usinas por meio de garantias de empréstimo e isenção de impostos.

⁶ O licenciamento é uma autorização dada por órgão público independente do governo (normalmente uma agência reguladora) para a construção e a operação de uma usina nuclear. A concepção (desenho) do reator também é aprovado por agência reguladora e dispor de um desenho certificado pela NRC representa uma economia de tempo e de recursos substancial para a implantação de uma nova usina nuclear, já que a maior parte dos países consideram exaustiva e suficiente a avaliação realizada pela agência reguladora dos Estados Unidos.

⁷ Estabelecida em 1989, mas não utilizada até 2007.

³ Sistemas passivos de segurança não necessitam de controle de operadores, contando apenas com a força da gravidade ou convecção natural para enfrentar situações excepcionais.

de France - EdF (85% estatal, maior operadora de energia nuclear do mundo) e utilizando a tecnologia PWR da Westinghouse. A França tornou-se, com essa capacidade, o maior exportador líquido de energia elétrica do mundo, exportando a países da União Europeia e auferindo cerca de 3 bilhões de euros por ano. A AIEA (Agência Internacional de Energia Atômica) entende que a França deveria ter um papel estratégico na geração de base da Europa como fornecedor de energia barata e de baixo teor de carbono.

A decisão da EdF de substituir suas 58 usinas por unidades EPR em 2020 (a um ritmo de 1.650 MWe por ano) será confirmada em 2015, em função da experiência com a unidade EPR em Flamanville, sendo ainda cogitada a utilização de outros desenhos, como Westinghouse AP1000 ou GE Hitachi ABWR. A criação do Conselho de Política Nuclear (CPN), em 2008, reforçou a importância das tecnologias nucleares para o fortalecimento econômico, especialmente no quadro do fornecimento de energia elétrica. Areva (90% estatal) é a maior fabricante de usinas nucleares do mundo.

REINO UNIDO

O Reino Unido tem 16 usinas nucleares. O Office for Nuclear Regulation, agente regulador de energia nuclear, implementou um processo de avaliação para o desenho e escolha do sítio de novas usinas. EdF Energy controla e opera 8 unidades, pretende construir quatro usinas EPR no país e ter a primeira em operação em 2017. Desde 2006, a política de governo tem apoiado a implantação de novas usinas nucleares, que deverão ser financiadas e construídas pelo setor privado, internalizando os custos de disposição de rejeitos e de desmantelamento.

CANADÁ

A geração nuclear no Canadá está vinculada à tecnologia PHWR, mais conhecida como CANDU (Canada Deuterium Uranium), desenvolvida ao final da década de 1950 pela empresa estatal Atomic Energy of Canada Ltd (AECL), em cooperação com a indústria do país, e comercializada a partir de 1971, tendo exportado 31 reatores para 7 países. Há 19 reatores utilizando essa tecnologia no país, a maior parte operada pela Ontario Power Generation.

A geração nuclear corresponde a 14% da matriz elétrica, cuja evolução guarda interessante semelhança com a matriz elétrica do Brasil pela evolução da geração hidrelétrica. No Canadá, depois de corresponder a mais de 80% da geração elétrica no período 1960-1970, a hidreletricidade iniciou nova trajetória a partir de 1975, passando de 70% para 60% do total da geração elétrica do país, mantendo-se estável em 350 TWh/ano, no quadro de um processo de diversificação das

fontes de geração elétrica. Ao mesmo tempo, ampliou-se a participação do carvão e da energia nuclear, cada uma com 15% da matriz elétrica do país, ficando o gás natural com 6% e as novas renováveis com 3% da geração total.

ÁSIA

Há 117 reatores de energia nuclear em operação na região, 44 em construção e 90 planejados. Entre 1990 e 2002, a Coreia do Sul adicionou 9 novos reatores (mais do que duplicando sua geração nuclear) e o Japão acrescentou 16 novos reatores (a maior parte com capacidade acima de 1.000 MW). No período 2010-2020, a Ásia terá cerca de 36% da nova capacidade de geração nuclear mundial, localizada principalmente na China, Japão, Índia e Coreia do Sul.

A Coreia do Sul deverá se tornar um exportador relevante de tecnologia para geração nuclear. O país deverá ter 35 usinas nucleares até 2030, incluindo reatores de desenho avançado, e gerar 59% de sua energia elétrica. O reator OPR-1000 (Optimized Power Reactor), de 1.000 MWe, desenvolvido em colaboração com a Westinghouse e produzido em sua quase totalidade localmente, poderá ser exportado para a Indonésia e o Vietnã. Usinas APR-1400 serão exportadas para a União dos Emirados Árabes em um negócio de US\$ 20 bilhões, vencido sob acirrada concorrência.

CHINA

A China tem 15 reatores nucleares em operação. Cerca de 80% (700.000 MWe) de sua energia elétrica é gerada a partir do carvão. A demanda de energia elétrica no país deve crescer cerca de 80% ao longo da década 2011-2020, e para atender a essa demanda adicional torna-se crucial ao país a ampliação da oferta de energia nuclear. A capacidade instalada da China deve atingir 60.000 a 70.000 MW em 2020. Ao mesmo tempo em que procura se beneficiar da escala e consequente redução de custos, a ampliação da geração nuclear garante à China empregos e uma condição globalmente competitiva para desenvolver negócios com governos de diversos países.

A China tem capacidade para desenhar e construir reatores, tendo 14 centrais nucleares em operação, 25 em construção e 51 planejadas. Algumas das usinas planejadas disporão de tecnologias avançadas, em um plano para aumentar a capacidade de geração nuclear e atingir 200.000 MWe em 2030 e 400.000 MWe em 2050. O AP1000 da Westinghouse é a base tecnológica que será utilizada para essa evolução da política do país, qualificada pelo governo, em 2011-2012, como desenvolvimento estável com segurança, que pretende tornar a energia nuclear a fundação do sistema de geração elétrica no período 2020-2030.

A Westinghouse concordou em transferir tecnologia das primeiras quatro unidades do AP1000 para a State Nuclear Power Technology Corporation (SNPTC), que pretende construir as unidades seguintes, no quadro do desenvolvimento de um grande PWR de Geração III. O tempo de construção será de 50 meses, devendo ser menor nas unidades seguintes. Estima-se que o custo de investimento das quatro primeiras unidades será inferior a US\$ 2,000/kW, passando a US\$ 1,600/kW nas unidades seguintes. Areva tem dois reatores EPR sendo construídos em Taishan (1.660 MWe).

Tabela 1: Geração Nuclear em Países Selecionados

PAÍS	CAPACIDADE INSTALADA (MWe)	GERAÇÃO NUCLEAR 2011 (MWh)	PARCELA DA GERAÇÃO ELÉTRICA 2011 (%)	USINAS EM OPERAÇÃO (n°)	CAPACIDADE EM CONSTRUÇÃO (MWe)	CAPACIDADE PLANEJADA (MWe)	DEMANDA DE URÂNIO 2013 (toneladas)
ESTADOS UNIDOS	374.524	790.400.000	19,2	103	3.618	10.860	18.983
FRANÇA	63.130	423.500.000	77,7	58	1.720	1.720	9.254
REINO UNIDO	10.038	62.700.000	17,8	16	0	6.680	1.775
JAPÃO	44.396	156.200.000	18,1	50	3.036	12.947	4.425
COREIA DO SUL	20.787	147.800.000	34,6	23	5.415	8.730	3.769
CANADÁ	13.553	88.300.000	15,3	19	0	1.500	1.906
CHINA	13.955	82.600.000	1,8	17	30.550	56.020	5.999
RÚSSIA	24.164	162.000.000	17,6	33	9.160	24.180	5.073
ÍNDIA	4.385	28.900.000	3,7	20	5.300	15.100	1.261
BRASIL	1.901	14.800.000	3,2	2	1.405	0	325



ALGUNS FUNDAMENTOS DA GERAÇÃO NUCLEAR

A geração elétrica com base na energia nuclear resulta do aproveitamento de uma propriedade (a fissão ou divisão) que pode ser obtida a partir de certos materiais que são relativamente instáveis, como o urânio e o plutônio. Quando o núcleo desses elementos sofre o impacto de um nêutron e o absorve, ele é fissionado (dividido) em dois fragmentos, liberando, ao mesmo tempo, 2 ou 3 nêutrons e energia. Esse processo se reproduz quando outros nêutrons, liberados no processo de fissão, são absorvidos por outros átomos fissionáveis que, por sua vez, se dividem, liberam mais nêutrons, e assim sucessivamente, em um processo de reação em cadeia. Quando esse processo se torna auto-sustentável, o sistema atinge criticalidade.

Nêutrons com energia cinética (i.e. energia relacionada ao movimento) relativamente baixa são chamados de nêutrons térmicos e são os mais eficientes para fissionar o urânio e o plutônio. Os nêutrons com energia cinética mais elevada, chamados de nêutrons rápidos, são menos eficientes para produzir fissão em urânio, mas podem ser efetivos para um grande leque de isótopos.

A fissão nuclear é uma fonte de energia com elevada densidade energética (i.e., energia por massa de combustível). Um reator nuclear é uma instalação que cria e controla reações de fissão para produzir calor e energia elétrica. O calor aquece a água, que cria vapor para mover geradores de energia elétrica. Há vários tipos de reatores, que diferem em função dos materiais e da tecnologia aplicada, mas todos possuem o mesmo conjunto de componentes: (1) combustível, (2) moderador, (3) refrigerante, e (4) barras de controle.

COMBUSTÍVEL: geralmente utilizado é o urânio, na forma de pastilhas de dióxido de urânio (UO₂) acondicionados em tubos na forma de barras de combustível e instalados no coração do reator. O urânio tem dois isótopos⁸ principais: o urânio 235 e o urânio 238. O único material físsil existente na natureza é o urânio 235, utilizado como combustível por quase todos os reatores nucleares. Para gerar energia elétrica, o combustível deve ter ampliada a concentração de urânio 235 de 0,71% (como é encontrado na natureza) para 2-5%, em um processo chamado de enriquecimento de urânio.

MODERADOR: material situado no coração do reator e utilizado para reduzir a velocidade dos nêutrons rápidos liberados durante a fissão, mas sem capturá-los, para ampliar sua eficiência

causando novas fissões. Geralmente, utiliza-se água, mas também grafite e água pesada (água formada com o isótopo deuterium mais pesado do hidrogênio)

REFRIGERANTE: fluido circulando no coração do reator, necessário para absorver e remover o calor produzido pela fissão nuclear e manter a temperatura do combustível dentro de limites aceitáveis, podendo transferir o calor para mover as turbinas geradoras de eletricidade. Água pode ser utilizada como refrigerante, mas também água pesada, gases (CO₂ ou hélio) ou metais liquefeitos, como sódio ou chumbo. Quando o refrigerante é a água, o vapor produzido pode mover as turbinas ou a água pode passar por um trocador de calor que removerá o calor e produzirá o vapor necessário. Um refrigerante pode ser também moderador, o que tem sido feito com a água nos reatores mais recentes.

Geralmente, os reatores são classificados pelo tipo de refrigerante utilizado. 82% dos reatores comerciais em operação são reatores à água leve (*light water reactor* - LWR, na sigla em inglês), refrigerados e moderados com água comum, sendo os dois tipos principais os PWR e os BWRs. Os demais (18%) são reatores refrigerados à água pesada ou a gás.

BARRAS DE CONTROLE são feitas de materiais que absorvem nêutrons, de modo a controlar e terminar a fissão. São introduzidas no reator para reduzir o número de nêutrons e, quando necessário, interromper o processo de fissão. Durante a operação do reator, servem para controlar e regular o nível e a distribuição espacial de potência no reator.

Tabela 2: Principais Tipos de Usinas Nucleares em Operação

TIPO DE REATOR	PRINCIPAIS PAÍSES	NÚMERO	POTÊNCIA (MWE)	COMBUSTÍVEL	REFRIGERANTE	MODERADOR
REATOR A ÁGUA PRESSURIZADA (PWR)	Estados Unidos, França, Japão, Rússia e China	272	270.400	UO ₂ (1) enriquecido	água	água
REATOR A ÁGUA FERVENTE (BWR)	Estados Unidos, Japão e Suécia	84	81.200	UO ₂ enriquecido	água	água
REATOR A ÁGUA PESADA (PHWR) 'CANDU'	Canadá	48	27.100	UO ₂ natural	água pesada	água pesada
REATOR REFRIGERADO A GÁS (AGR & MAGNOX)	Reino Unido	16	9.600	U natural (metal), UO ₂ enriquecido	CO ₂	grafite

(1) dióxido de urânio

Fonte: Nuclear Engineering International Handbook 2011, atualizado em 1/1/12

⁸ Isótopos são variantes do mesmo elemento químico.

BOX 2 (cont.)

PWR (*pressurized water reactor*) - utiliza água comum como refrigerante e moderador. O refrigerante é mantido à alta pressão para mantê-lo líquido à elevada temperatura (acima de 300° C). Circula em um sistema primário, composto principalmente do vaso de pressão do reator e bombeamento primário, utilizando bombas potentes. Enquanto passa pelo gerador de vapor, o calor é transferido para ferver a água em um circuito (*loop*) secundário, separado. O vapor assim produzido move os turbogeradores produzindo eletricidade.

BWR (*boiling water reactor*) - utiliza água comum como refrigerante e moderador. O refrigerante é mantido a temperatura inferior à do PWR, permitindo que ferva quando recebe calor do reator. O vapor resultante passa diretamente para os turbogeradores para produzir eletricidade.

PHWR (*pressurized heavy water reactor*), conhecido como CANDU (Canada Deuterium Uranium), utiliza água pesada como refrigerante e moderador. A água pesada (D2O) é água formada com o isótopo deutério mais pesado do hidrogênio. A água pesada permite que seja utilizado o urânio natural como combustível, eliminando a necessidade do enriquecimento do urânio, mas necessitando uma planta para separar o D2O da água comum, aumentando a concentração de D2O de menos de 0,1% (sua concentração natural) para 99% (utilizados em um reator CANDU). O refrigerante passa por um gerador de vapor (como acontece em um PWR) de modo a ferver a água comum em um *loop* separado. A vantagem do desenho de um CANDU é que pode ser reabastecido em combustível durante a operação, aumentando a disponibilidade, mas ampliando a complexidade de operação

GCR (*gas cooled reactor*). Há dois tipos, (1) o Magnox (cujo nome decorre da liga de magnésio utilizada na embalagem do urânio), e (2) o reator avançado refrigerado a gás (AGR).

Ambos utilizam CO2 como refrigerante e grafite como moderador. O Magnox utiliza o urânio natural como combustível, e o AGR, o urânio enriquecido, sendo ambos reabastecidos durante a operação.

CONSOLIDAÇÃO DA GERAÇÃO NUCLEAR: SEGURANÇA E DESEMPENHO OPERACIONAL

A segurança dos reatores nucleares é um componente crucial na evolução da energia nuclear e leva em conta três funções básicas:

- (1) o controle da reatividade
- (2) o resfriamento do combustível
- (3) a contenção de substâncias radioativas

Os sistemas de segurança tradicionais são considerados ativos porque envolvem uma operação elétrica ou mecânica. O desenvolvimento da Geração III+ introduziu sistemas de segurança passivos, envolvendo aspectos que entram em funcionamento automaticamente, independentemente da ação do operador. Os sistemas passivos dependem apenas de fenômenos físicos (como fluxo de circulação natural, convecção, gravidade ou resistência a temperaturas elevadas) e não do funcionamento de componentes resultantes de engenharia.

Os sistemas passivos de segurança foram desenhados para funcionar sem sistemas de apoio (como energia elétrica em corrente alternada, componente de resfriamento de água, entre outros). Esses sistemas passivos atendem aos critérios da National Regulatory Commission (NRC) dos Estados Unidos e são parte do esforço em superar as questões de segurança apresentadas no acidente de Three Mile Island. Esse mecanismo teria evitado o acidente de Fukushima, quando a ruptura no fornecimento de energia elétrica resultou na perda da função de resfriamento do combustível.

Entre os reatores da Geração III+ (a serem introduzidos no mercado ao longo da década 2015-2025), o reator AP1000 (Advanced Passive 1000) incorpora sistemas passivos de segurança, não utilizando componentes ativos (como bombas, ventiladores ou geradores a diesel). A redução de risco resulta em redução de custo, especialmente com a melhoria do risco regulatório em razão de melhores processos e da padronização (desenhos padronizados utilizando construção modular), que garante novas reduções em razão das economias de escala do conjunto.

O acidente de Fukushima determinou uma discussão sobre o papel da energia nuclear na oferta de energia elétrica na maior parte dos países. O debate integrou aspectos técnicos do desenho e operação dos reatores, assim como sua relação e implicação com a oferta e demanda de energia elétrica. A questão ganhou contorno relevante ao integrar o longo prazo e verificar (1) a dificuldade de atender a demanda de energia elétrica sem o concurso da energia nuclear (que representa 20% a 30% do fornecimento de energia elétrica nos Estados Unidos, Japão e Alemanha, e 75% na França), e (2) a posição diferenciada da energia nuclear (em um contexto de redução da geração a carvão) para atender ao crescimento da demanda de energia elétrica, especialmente nos países em desenvolvimento. China e Índia, por exemplo, têm poucas alternativas, a não ser

o carvão cada vez mais oneroso tanto em termos logísticos, quanto ambientais, para atender a expansão de suas necessidades energéticas.

Efeito importante foi o novo impulso dado às medidas de segurança pela indústria nuclear mundial, com inspeções e verificações de equipamento, e sua capacidade de resistir à ruptura no fornecimento de energia elétrica durante e após terremotos e inundações, bem como a reavaliação de protocolos de armazenamento do combustível utilizado. Outro aspecto relevante é a diferenciação entre as unidades nucleares, que apresentam características próprias em matéria de tempo de vida do reator, contexto geográfico e tipo de tecnologia. Ao mesmo tempo, a indústria nuclear é global e a experiência em casos semelhantes para melhorar os mecanismos de inspeção e reforço das condições de segurança pode ser partilhada por diversos países.

A GERAÇÃO NUCLEAR NOS CENÁRIOS ENERGÉTICOS

Organismos e empresas relevantes no setor energético publicam estudos prospectivos sobre a evolução da oferta e demanda de energia em escala mundial. Estes estudos apresentam cenários energéticos estabelecidos com base em avaliações e projeções relativas à evolução da participação de cada fonte na oferta futura de energia.

O Cenário de Referência (New Policies Scenario) da International Energy Agency, apresentado no World Energy Outlook (WEO) 2012, estima que, em 2035, a capacidade instalada nuclear global atinja 583.000 MWe (capacidade bruta, i.e., incluindo consumo próprio), crescendo a uma taxa de 1,6% ao ano, no período 2010-2035.

A Energy Information Administration (EIA) do governo dos Estados Unidos considera, em seu Cenário de Referência, apresentado no International Energy Outlook (IEO) 2011⁹, que o consumo global de energia nuclear deverá crescer a uma taxa de 2,4% ao ano entre 2008 (2,6 milhões de GWh) e 2035 (4,9 milhões de GWh), sendo mais acentuado na China (10,3% ao ano) e Índia (10,8% ao ano), enquanto a estimativa para América do Sul e Central é de 4,2% ao ano.

No estudo prospectivo da ExxonMobil¹⁰, que é utilizado para orientar suas decisões de investimento global, o Cenário de Referência prevê que a capacidade nuclear mundial deverá crescer mais de 80% (2% ao ano, em média) em razão da preferência dos geradores a fontes energéticas de baixo teor em carbono.

⁹ Não houve publicação do IEO 2012.

¹⁰ 2012 The Outlook for Energy: A View to 2040 para 2040.

No Brasil, o Plano Nacional de Energia (PNE) 2030 apresentou, em 2007, cenários de longo prazo para a energia nuclear. O PNE deverá ter nova versão para o horizonte 2040. No Cenário de Referência do PNE para 2030, a energia nuclear terá 4.000 MWe de capacidade instalada, correspondendo à instalação de 4 novas usinas com 1.000 MW de capacidade cada uma, em um quadro de redução gradual do potencial hidráulico.



AS GERAÇÕES NA EVOLUÇÃO DA ENERGIA NUCLEAR

A classificação dos reatores nucleares em termos de geração permite considerar a evolução de suas características ao longo do tempo.

A Geração I é formada pelos primeiros protótipos de energia nuclear civil das décadas de 1950 e 1960, quando Estados Unidos (1951), Reino Unido (1953), União Soviética (1954), França (1956) e Alemanha (1961) passaram a desenvolver programas de energia nuclear para a produção de energia elétrica.

A Geração II se refere aos reatores comerciais, desenhados com o objetivo de serem econômicos e confiáveis, que começaram a operar ao final da década de 1960, com vida útil prevista para 40 anos¹¹ e compõem 73% dos 435 reatores em operação em maio de 2013. As principais tecnologias dessa geração são o PWR (pressurized water reactor, reator a água leve pressurizada), desenvolvido pela Westinghouse (tecnologia utilizada em 272 (63%) dos 435 reatores em funcionamento no mundo em maio de 2013) e o BWR (*boiled water reactor*, reator à água fervente), desenvolvido pela General Electric (tecnologia utilizada em 84 (19%) dos reatores em operação no mundo em maio de 2013). Esses reatores, chamados genericamente de reatores à água leve (LWR), utilizam sistemas de segurança ativa tradicional, envolvendo operações elétricas ou mecânicas, iniciadas, em muitos casos, por operadores dos reatores nucleares. A maior parte das usinas da Geração II que ainda está em operação nos Estados Unidos, União Europeia, América Latina e Ásia foi fabricada por uma das três empresas: Westinghouse, Framatome (atualmente parte da Areva) e General Electric (GE). Nos Estados Unidos, licenças de operação emitidas pela Nuclear Regulatory Commission (NRC) aos sistemas da Geração II estão sendo prorrogadas.

Cabe ainda destacar os reatores Canada Deuterium Uranium (CANDU), desenvolvidos pela Atomic Energy of Canada Ltd (AECL), no Canadá, ao final da década de 1950, segundo tecnologia de moderação a água pesada (PHWR, pressurized heavy water reactor) e utilização de combustível à base de urânio natural e os reatores avançados refrigerados a gás (Magnox e AGR, *advanced gas-cooled reactor*), desenvolvidos no Reino Unido, em 1962, e comercializados a partir de 1976. O novo projeto da AECL é o ACR (Advanced CANDU Reactor), com 1.200 MW, que utilizará combustível levemente enriquecido, além do Enhanced CANDU 6 (de 700 MW), que utiliza urânio natural.

O padrão coreano de usina nuclear (KNSP, na sigla em inglês), baseado na tecnologia de Geração II desenvolvida pela Combustion Engineering (hoje Westinghouse) e Framatome (hoje Areva), é considerado um desenho de reator, e evoluiu para se tornar o KNSP+. Em 2005, o KNSP/KNSP+ passaram a ser denominados OPR-1000 (Optimized Power Reactor) para mercados asiáticos, em especial Indonésia e Vietnã. Há seis unidades OPR-1000 em operação e quatro unidades em construção.

Na China, o conjunto de usinas elétricas nucleares existentes e planejadas é baseado na linha de reatores PWR. Dois importantes desenhos são o PWR 1000 (o CPR-1000) e os desenhos padronizados PWR 600 MW e 1.000 MW (a série CNP). O CPR-1000 é uma versão modernizada do modelo Areva Geração II de 1980, sendo o principal modelo produzido na China, com 16 unidades em construção.

A Geração III corresponde a reatores da Geração II aos quais foram acrescentadas medidas avançadas de desempenho operacional e ampliada a vida útil para 60 anos. Essas melhorias, consideradas evolutivas, incluem o desenho padronizado e a construção modular (aspectos que apresentam efeito substancial sobre o custo de investimento e o conjunto economia da geração nuclear), bem como sistemas passivos de segurança, tecnologia de combustível e a eficiência térmica. Os dois principais reatores da Geração III são o AP600 (Advanced PWR de 600 MW da Westinghouse) e o ABWR (Advanced BWR da GE Hitachi Nuclear Energy). O AP600 foi certificado pela NRC em 1999, mas não foi comercializado. Aperfeiçoado para ganhar economia de escala, deu lugar ao modelo AP1000. Há 3 reatores ABWR em funcionamento no Japão, produzidos por GE Hitachi-Toshiba.

Na sequência, nos reatores da Geração III+ introduziu-se uma evolução significativa em relação à Geração III, com a utilização mais inteligente de sistemas passivos de segurança, que envolvem apenas condições naturais, como a força da gravidade. A Geração IV, prevista para 2020-2030, introduz uma ruptura tecnológica. Com temperaturas superiores a 800°C e capacidade de 300 MW, a Geração IV deverá substituir a fonte térmica fóssil na indústria, entre outros, na petroquímica, siderurgia, vidros, papel, cimento, podendo ser implantada em locais de difícil acesso, como Sibéria, Amazônia, Alasca.

¹¹ A vida útil de reatores desta geração tem sido ampliada para 60 anos por medidas técnicas e autorizadas por agentes reguladores.

BOX 3 (cont.)

Além disso, estão em desenvolvimento Reatores Modulares Pequenos (SMR - Small Modular Reactors) com capacidade entre 300 MW (reatores pequenos)¹² até 700 MW (reatores médios), utilizando técnicas modulares de construção em fábrica, que geram economias de escala e têm tempo de construção estimado entre 24 e 36 meses, com custo de investimento, em sua fase inicial¹³, da ordem de US\$ 4,700/kWe, melhores condições de financiamento e menor risco em razão do menor tempo de construção.

Em 2013, os reatores mais avançados disponíveis no mercado mundial pertencem à Geração III+:

- AP1000 da Westinghouse (1.100 MWe). *Advanced Passive* 1000, reator à água pressurizada baseado nos reatores PWR (*Pressurized Water Reactor*) desenvolvidos pela Westinghouse¹⁴. As quatro primeiras unidades desse reator estão em construção em estágio avançado de sua construção na China, e quatro outras estão em construção nos Estados Unidos. Selecionado para a maior parte das usinas planejadas nos Estados Unidos, está sendo oferecido no Reino Unido e em outros mercados.
- Atmea1 da Areva - Mitsubishi (1.100 MWe), reator à água pressurizada, desenvolvido conjuntamente pelas empresas Areva e Mitsubishi Heavy Industries (MHI). Seus princípios de segurança foram certificados pela Autoridade de Segurança Nuclear (ANS) da França.
- EPR da Areva (1.650 MWe). Anteriormente chamado de *Evolutionary Power Reactor*, o EPR é um reator à água pressurizada, desenvolvido pela Areva, em um processo evolutivo que teve por base os reatores N4 da Framatome e KONVOI da Siemens. As duas primeiras unidades estão em construção na Finlândia e na França, e mais duas unidades na China.
- ABWR da GE Hitachi-Toshiba (1.350 MWe). *Advanced Boiling Water Reactor*, reator a água fervente baseado nos reatores BWR, desenvolvidos pela GE. Há quatro unidades em operação no Japão. O projeto básico foi desenvolvido pela GE juntamente com Toshiba e Hitachi.

¹² Westinghouse tem o desenho de um módulo de 225 MW PWR (reator a água pressurizada) baseado no reator AP1000.

¹³ Primeira usina deste tipo ou FOAK (*first-of-a-kind*, na sigla em inglês), deve ter seu custo de investimento gradualmente reduzido por meio de experiência e aprendizado nas unidades subsequentes.

¹⁴ A Toshiba, que detinha 67% do capital da Westinghouse em janeiro de 2006, elevou sua participação para 87% em setembro 2011.

COMPETITIVIDADE DA GERAÇÃO NUCLEAR

O custo *overnight*¹⁵ é o mais importante fator determinando a competitividade da energia nuclear e o componente central a ser considerado no quadro de uma estratégia para sua viabilização. Métrica que permite comparar as alternativas de geração elétrica, o custo *overnight* (que corresponde ao custo de construção) inclui situações específicas - a cada país, em cada momento e para cada tecnologia - que explicam sua variação. A evolução do custo *overnight*, ao longo do tempo, e as diferenças, segundo os países, em relação à tecnologia de geração e aos insumos que participam da construção de uma usina (mercado de trabalho, materiais, condições institucionais) são aspectos relevantes de sua dinâmica.

Tabela 3: Custos *Overnight* de Tecnologias de Geração Nuclear (em 2010 US\$/kW)

PAÍS	TECNOLOGIA	US\$/kW
SUIÇA	PWR	5,863
REPÚBLICA TCHECA	PWR	5,858
BÉLGICA	EPR-1600	5,383
ESTADOS UNIDOS	PWR	5,339
HUNGRIA	PWR	5,198
HOLANDA	PWR	5,105
ESLOVAQUIA	VVER	4,261
ALEMANHA	PWR	4,102
SUIÇA	PWR	4,043
FRANÇA	EPR	3,869
BRASIL	PWR Areva	3,798
JAPÃO	ABWR	3,009
CHINA	AP-1000	2,302
COREIA DO SUL	OPR-1000	1,876
CHINA	CPR-1000	1,763
CHINA	CPR-1000	1,748
COREIA DO SUL	APR-1400	1,556

Fonte: International Energy Agency e Energy Information Administration.

Ao longo da década de 2000, cabe assinalar o crescimento dos custos de construção nos Estados Unidos e na União Europeia, ao mesmo tempo em que a atividade na Ásia, especialmente a padronização na China e na Coreia do Sul, revitalizou a indústria. A experiência asiática com a padronização tende a estabelecer uma redução no custo de construção, por meio da redução no tempo de construção e nos riscos, que poderá, no futuro, ser aplicada em outros países.

¹⁵ O custo *overnight* considera o investimento da usina nuclear como se ela fosse construída imediatamente, não incluindo, portanto, os juros que incidem durante a construção. Acrescido dos juros durante a construção, o custo *overnight* pode ser considerado o custo de investimento.

Fatores relevantes na diferença entre custos de construção:

Maturidade do desenho e planejamento do projeto

De modo geral, à medida que o projeto se aproxima da fase de comercialização, a estimativa de custos atinge um máximo, a partir do qual, com a construção da primeira unidade tem início a Fase de Maturidade, ao longo da qual, a cada nova unidade construída há uma redução de custo, que, segundo estudo do Electric Power Research Institute (EPRI), atingiria seu mínimo após a construção da quarta unidade. Essa característica foi evidenciada com a Curva de Aprendizado do Custo de Capital do EPRI¹⁶.

Evolução dos Custos do Proprietário

Uma série de custos, que podem ser caracterizados como específicos ao desenvolvimento de cada projeto – tais como conexão à rede e custos de desenvolvimento (imposto territorial, outros impostos, seguro, despesas legais, bancárias, salários) – podem variar e, explicam parte da diferença no custo de construção dos diversos projetos.

Variação no preço de materiais e equipamentos

Materiais e equipamentos incidem sobre o custo de construção e podem explicar parte do acréscimo observado ao longo da década de 2000, com o expressivo aumento no preço desses insumos ao longo do período 2003-2008.

Importância dos custos do “primeiro de uma série” (FOAKE¹⁷)

A estratégia de amortização dos custos iniciais das empresas que desenvolvem os novos reatores pode explicar parte da diferença entre custos de construção. Os custos FOAKE para novos desenhos poderiam aumentar os custos de construção em 35%, afetando a competitividade da energia nuclear¹⁸.

Apoio institucional

A existência de apoio institucional também incide na diferença entre custos de construção. Programas de incentivo e partilha de custos contribuem para reduzir o custo de construção, especialmente em relação aos custos específicos ao desenvolvimento de cada projeto. As novas usinas nucleares poderão se tornar mais competitivas se houver assistência na forma de garantias de empréstimo, depreciação acelerada, investimento e produção isentos de impostos.

Estratégias de exportação de capacidade nuclear

Os custos observados na Coreia do Sul e China podem ser entendidos no quadro de uma estratégia de produção em série (NOAK¹⁹, na sigla em inglês), visando também o mercado internacional, de

modo a integrar as vantagens próprias em matéria de custos específicos (e.g, salários, apoio institucional, entre outros) que permita obter uma parcela substancial do mercado internacional de usinas da Geração III.

DESEMPENHO OPERACIONAL

A geração nuclear apresenta características que justificam a atribuição de uma diferenciação estratégica e uma valorização econômica à sua participação na matriz elétrica do país:

Geração na base

Embora essa condição não seja aplicada formalmente no sistema hidrotérmico brasileiro (no qual a energia térmica é complementar), na prática a energia nuclear tem participação relevante na geração de base, reforçando a energia hidrelétrica e gerando valor pela preservação do uso da água dos reservatórios ao longo do ano. O carvão também tem as condições técnicas e econômicas para integrar a geração de base. No entanto, o avanço ainda insuficiente na tecnologia de captura e armazenamento de carbono (CCS, na sigla em inglês) inviabiliza sua competitividade ambiental.

Fator de capacidade elevado

A geração de energia nuclear no Brasil tem apresentado fatores de capacidade (ou fatores de disponibilidade²⁰) entre os mais elevados do mundo. A média mundial tem aumentado ao longo da década 2000-2010. Nos Estados Unidos, o fator de capacidade, que era de 50% no início da década de 1970, passou a 70% em 1991 e superou 90% em 2002. Em 2011, o fator de capacidade excedeu 80% em 18 países e na França atingiu 76%. Um componente relevante nessa evolução é o tempo da parada programada para substituição do combustível nuclear que, de 107 dias, em média, em 1990, passou a 40 dias no ano 2000. O principal efeito dessa característica da geração nuclear se reflete na confiabilidade do sistema elétrico, garantindo o atendimento da demanda de energia. No Brasil, o fator de disponibilidade observado em 2012 pelas usinas Angra 1 e Angra 2 foi de 92%, alcançando a segunda melhor posição no *ranking* mundial estabelecido pela Agência Internacional de Energia Atômica.

Proximidade dos centros de consumo

As usinas nucleares podem ser implantadas em áreas relativamente próximas dos centros de consumo²¹. Embora os critérios de escolha de sítios estabeleçam distância de áreas com elevada densidade populacional, há uma vantagem locacional em relação a usinas que necessitam ser instaladas próximo de suas fontes de abastecimento, como é o caso das hidrelétricas, das

¹⁶ EPRI Program on Technology Innovation: Integrated Generation Technology Options, 2011.

¹⁷ First-of-a-kind-engineering, na sigla em inglês.

¹⁸ The Economic Future of Nuclear Power: A Study Conducted at the University of Chicago, 2004.

¹⁹ Nth—of-a-kind ou enésimo de uma série.

²⁰ O fator de disponibilidade mede a produção efetiva de uma usina em relação à sua capacidade máxima de geração durante um determinado período de tempo.

eólicas, do carvão e da biomassa. O reconhecimento da vantagem locacional na estrutura tarifária de transmissão valoriza essa característica da energia nuclear e melhora sua competitividade em relação às outras fontes de geração elétrica.

Baixo nível de emissão de gases de efeito estufa

A falta de precificação ou de regulação restritiva sobre as emissões de gases de efeito estufa resultantes da geração de energia elétrica a partir do carvão, gás natural e óleo reduz a importância estratégica de longo prazo da energia nuclear à sustentabilidade do sistema.

Segurança de fornecimento

A disponibilidade de reservas provadas de urânio equivalentes a 65 anos de geração elétrica, equivalente à capacidade de 37 usinas iguais a Angra 2 (1.350 MW), consolida a segurança de fornecimento de energia elétrica de origem nuclear no Brasil.



RECURSOS, MERCADO E CARACTERÍSTICAS DO URÂNIO

O urânio é um mineral que existe na natureza em diversas condições (seja como minério, seja associado a outros minerais, como, por exemplo, ouro e fosfato), sendo utilizado como insumo principal para produzir o combustível das usinas nucleares. Cabe ressaltar a densidade do urânio comparada à de outras fontes energéticas.

RECURSOS E RESERVAS DE URÂNIO

O desenvolvimento da capacidade de produção de urânio requer um mercado forte. O volume de recursos de urânio é dinâmico e evolui com os seus preços de mercado. Assim, tanto a exploração e desenvolvimento das minas existentes, quanto a descoberta de novos recursos em urânio são estimulados pela expectativa de crescimento da demanda em relação à oferta existente. Foi o que ocorreu entre 2004 e 2008²², quando o aumento dos preços do urânio no mercado estimulou investimentos globais de US\$ 2 bilhões em exploração e desenvolvimento. Isto conduziu à descoberta de novos recursos, que atingiram, em 2009-2011, um volume equivalente a 12 anos da demanda global (ao nível de 2010). Desse modo, uma estimativa dos recursos futuros de urânio com base nas condições geológicas e nos custos de produção atuais será, de fato, uma projeção conservadora.

As reservas de urânio são consideradas segundo critérios geológicos e estimativas econômicas e técnicas de exploração. Os recursos são classificados:

- (1) em categorias que refletem diferentes graus de certeza (níveis de confiança) nas quantidades indicadas; e
- (2) em categorias baseadas no custo de produção de urânio. Isto significa que a um determinado custo de produção (em US\$) será possível extrair certa quantidade de urânio (em kg).

Ao longo do tempo, a classificação tem considerado custos de produção crescentes, tanto em função do método de mineração utilizado, quanto das condições locais de extração.

Há diversas classificações das reservas de urânio, mas a referência principal são as reservas estimadas pela Agência Internacional de Energia Atômica (AIEA). Neste caso, a cada nível de custo de produção, consideram-se níveis diferentes de probabilidade, com precisão decrescente:

²¹ Centros de carga, na linguagem do setor elétrico.

²² Os preços do urânio passaram de US\$ 25/kg em 2002 para US\$ 350/kg em 2007, caindo para US\$ 122/kg em 2008.

- (1) Recursos Razoavelmente Assegurados (RAR, na sigla em inglês), estimados com elevado grau de certeza quanto ao teor em urânio e peso; e
- (2) Recursos Inferidos, que ainda necessitam de mensuração complementar antes da decisão de minerá-los. A soma dos dois constitui os Recursos Identificados.

Além disso, em função das características geológicas dos recursos existentes e do mapeamento da geologia de cada região, a classificação da AIEA inclui também os recursos a serem descobertos, formados por:

- (3) Recursos Prognosticados, que se espera que existam nas províncias uraníferas com base em evidências; e
- (4) Recursos Especulativos, que se espera que existam em províncias geológicas que podem conter depósitos de urânio.

A soma dos dois constitui os Recursos Não-Descobertos (Undiscovered Resources), que necessitam de substancial esforço de exploração antes de terem confirmadas sua existência e a definição de seu teor em urânio e peso.

Total de recursos identificados (RAR + Inferidos) em 01/01/2011:

- 680.900 toneladas de urânio na categoria, mais economicamente atrativa, US\$ 40/kgU (especialmente Uzbequistão);
- 3.078.500 toneladas de urânio na categoria US\$ 80/kgU;
- 5.327.200 toneladas de urânio na categoria US\$ 130/kgU (US\$ 50/lb U3O8); e
- 7.096.600 toneladas de urânio na categoria US\$ 260/kgU (US\$ 100/lb U3O8).

A Austrália e o Cazaquistão têm a maior quantidade de reservas de urânio do mundo. O total de recursos não-descobertos (prognosticados + especulativos), em 01/01/2011, atingiu 10.429.100 toneladas de urânio (sem contar países com grande volume de reservas, como Austrália e Namíbia, que não divulgam recursos não-descobertos).

Desde 2009, o acréscimo nos custos de mineração relacionados a novas descobertas e à reavaliação de recursos identificados anteriormente provocou redução nos recursos a custo mais baixo (14% de redução na categoria de custo US\$ 40/kgU e 18% de redução na categoria de custo US\$ 80/kgU). Ao nível de consumo observado em 2010, os recursos identificados (cerca de 16 milhões de toneladas) são suficientes para manter, por mais de 100 anos, o fornecimento do conjunto das centrais nucleares do mundo.

Figura 1: Volume de Reservas em Grau de Incerteza



Fonte: Nuclear Energy Agency, International Atomic Energy Agency.

RESERVAS DE URÂNIO NO BRASIL

No Brasil, as reservas de urânio são de 309.000 toneladas de urânio e compreendem as jazidas de Itataia, no Ceará, com 142.000 toneladas (onde o urânio está associado ao fosfato), Lagoa Real, na Bahia, com 93.200 toneladas, e outras jazidas menores, como Gandarela, em Minas Gerais (onde há ouro associado ao urânio), Rio Cristalino, no Pará, e Figueira, no Paraná.

A Jazida de Lagoa Real-Mina de Caetité tem reservas totais de 100.770 toneladas de urânio, quantidade suficiente para o suprimento das usinas de Angra 1, Angra 2, Angra 3 e mais quatro usinas (4.000 MW) durante toda a vida útil dessas usinas.

Em Santa Quitéria (Ceará), com reservas totais de 142.500 toneladas de urânio associado ao fosfato, será implantado um complexo industrial para a exploração de fosfato uranífero. A jazida de Caldas, em Minas Gerais, tem reservas totais de 4.500 toneladas, enquanto a jazida da Cachoeira vai render, durante 15 anos, 300 toneladas anuais de urânio concentrado.

Tabela 4: Reservas de Urânio no Brasil

DEPÓSITO JAZIDA	MEDIDAS E INDICADAS			INFERIDAS	TOTAL
	< US\$ 40/kgU	< US\$ 80/kgU	SUBTOTAL	< US\$ 80/kgU	
CALDAS (MG)		500	500	4,000	4,500
LAGOA REAL/ CAETITÉ (BA)	24,200	69,800	94,000	6,770	100,770
ITATIAIA/SANTA QUITÉRIA (CE)	42,000	41,000	83,000	59,500	142,500
OUTRAS				61,600	61,600
TOTAL	66,200	111,300	177,500	131,870	309,370

Fonte: Indústrias Nucleares do Brasil (INB)

Para identificar novos recursos e trazê-los à produção, é necessário um longo período, cerca de 10 anos ou mais na maior parte dos países produtores. Um ponto relevante – e que é favorável no caso do Brasil – é que o conjunto mundial de minas de urânio é relativamente esparsa e incertezas geopolíticas podem aumentar os riscos de investimento em alguns países. Isso deve promover incentivos para exploração e desenvolvimento de minas em áreas seguras para garantir os requerimentos globais em combustível nuclear. De todo modo, há uma ampla distribuição global dos recursos identificados entre os 13 maiores países produtores de urânio, que possuem 96% da base de recursos globais identificados na categoria de custo US\$ 130/kgU, enquanto os demais 4% estão distribuídos entre outros 20 países.

MINERAÇÃO

Como o urânio ocorre na maior parte das vezes na forma de óxido (em combinação com oxigênio), é considerado seja como urânio, seja como óxido de urânio (U₃O₈). O produto mais comum das minas é o U₃O₈, a forma mais estável de óxido de urânio, que contém cerca de 85% de urânio²³. O urânio é encontrado na natureza em diversos níveis de concentração, i.e., as partes de minério de urânio por milhão diferem segundo as jazidas, que apresentam, desse modo, rendas diferenciais em função da concentração de minério. A maior parte dos depósitos de urânio das minas possui teor médio superior a 0,10% de urânio (i.e., superior a 1.000 partes por milhão). Uma mina que tenha uma concentração de minério maior é mais rentável porque nela

²³ 1% U₃O₈ = 0,848% urânio ou 1 kg de U₃O₈ = 0,848 kg de urânio.

a mineração tem custo menor, resultando em menos resíduos. Algumas minas do Canadá têm depósitos de minério de urânio com teor médio superior a 20% de urânio. A mina McArthur River, no Canadá, a maior mina de urânio do mundo, apresenta uma concentração média de 18% de urânio. A Austrália tem a maior quantidade de recursos, mas 90% deles com um teor de urânio inferior a 0,06%. Há minas com teor de urânio muito baixo (abaixo de 0,02%) que conseguem ser viáveis²⁴.

Tabela 5: Principais Minas de Produção de Urânio (mundo) - 2011

MINA	PAÍS	EMPRESA	MÉTODO DE MINERAÇÃO	PRODUÇÃO (tU)	% MUNDO
McARTHUR RIVER	Canadá	Cameco	subterrâneo	7,686	14
OLYMPIC DAM	Austrália	BHP Billiton	subproduto / subterrâneo	3,353	6
ARLIT	Níger	Somair/Areva	céu aberto	2,726	5
TORTKUDUK	Cazaquistão	Katco JV/Areva	lixiviação in-situ (ISL)	2,608	5
RANGER	Austrália	ERA (Rio Tinto 68%)	céu aberto	2,240	4
KRAZNOKAMENSK	Rússia	ARMZ	subterrâneo	2,191	4
BUDENOVSKOYE	Cazaquistão	Karatau JV/ Kazatomprom- Uranium One	lixiviação in-situ (ISL)	2,175	4
ROSSING	Namíbia	Rio Tinto (68%)	céu aberto	1,822	3
INKAI	Cazaquistão	Ikani JV/Cameco	lixiviação in-situ (ISL)	1,602	3
SOUTH INKAI	Cazaquistão	Betpak Dala JV/ Uranium One	lixiviação in-situ (ISL)	1,548	3
TOTAL 10 MAIORES MINAS				27,951	52

Fonte: World Nuclear Association

BENEFICIAMENTO

Depois que o minério é extraído de rochas sedimentares, a separação dos elementos é feita por solvente químico em usinas de beneficiamento, nas quais é purificado e concentrado na forma de óxido de urânio (U₃O₈), de cor amarela, chamado de *yellowcake*. Ainda como U₃O₈, o urânio é transportado e negociado no mercado mundial, sendo comercializado em dólares por libra²⁵. As reservas de urânio são contabilizadas em termos de U₃O₈.

²⁴ Uranium Mining, World Nuclear Association, maio/2012.

²⁵ US\$ 1/libra de U₃O₈ = US\$ 2.6/kg de urânio.

PRODUÇÃO DE URÂNIO

Em 2011, 85% da produção mundial de urânio teve origem em 6 países e 52% da produção global foi oriunda de apenas 10 minas.

Tabela 6: Oferta de Urânio (2011)

PAÍS	RESERVAS (1)		PRODUÇÃO	
	tU (2)	% MUNDO	tU	% MUNDO
AUSTRÁLIA	1.661.000	31	5,983	11
CAZAQUISTÃO	629,000	12	19,451	36
RÚSSIA	487,200	9	2,993	5
CANADÁ	468,700	9	9,145	17
NÍGER	421,000	8	4,351	8
BRASIL	309,370	6	0,265	0,5
ÁFRICA DO SUL	279,100	5	0,582	1
NAMÍBIA	261,000	5	3,258	6
ESTADOS UNIDOS	207,400	4	1,537	3
CHINA	166,100	3	1,500	3
UCRÂNIA	119,600	2	0,890	2
UZBEQUISTÃO	96,200	2	3,000	5
MONGÓLIA	55,700	1	0	0
JORDÂNIA	33,800	1	nd	
OUTROS	164,000	3	nd	
TOTAL MUNDO	5.327.200		54,670	

(1) Recursos conhecidos a US\$ 130/kgU

(2) Toneladas de urânio

Fontes: NEA-IAEA; World Nuclear Association; INB

Em 2010, a produção de urânio foi de 54.670 toneladas de urânio e atendeu a 85% das necessidades dos reatores nucleares (que eram de 63.875 toneladas de urânio). O restante foi proveniente de urânio já extraído (chamadas fontes secundárias) incluindo (1) os estoques (inventários) em excesso tanto de governos, quanto comerciais, e (2) o urânio de baixo enriquecimento (LEU, na sigla em inglês), produzido por diluição de urânio altamente enriquecido (HEU, na sigla em inglês) resultante do desmantelamento de ogivas nucleares, do enriquecimento adicional de resíduos de urânio deplecionados e do reprocessamento de combustível usado.

Em 2010, a mineração por lixiviação *in-situ* (ISL, na sigla em inglês) correspondeu a 39% da produção global, tornando-se o mais importante método de mineração, principalmente por sua aplicação no Cazaquistão. Por esse processo, o custo de extração do urânio é menor, o que é importante quando pois as soluções para sua obtenção são bombeadas diretamente no minério sem que haja a remoção de material (lavra). Outros métodos de mineração utilizados foram a mineração subterrânea (32%), a mineração a céu aberto (23%) e a recuperação como coproduto e subproduto das operações de cobre e ouro (6%). As áreas em expansão são Cazaquistão, Austrália e Uzbequistão.

A maior parte do minério de urânio é extraída nas minas convencionais (minas a céu aberto ou subterrâneas). O teor do minério de urânio é, geralmente, inferior a 0,59%, tornando necessária a extração de grandes quantidades de minério para obter quantidade significativa de urânio. A vantagem é o menor custo de extração, o que se torna importante quando os preços do urânio estão relativamente baixos.

Na usina de beneficiamento, depois de ser extraído do minério, o urânio é purificado e concentrado (com operações de extração por solventes, separação por precipitação e secagem) sob a forma de um óxido de cor amarela, o concentrado de urânio (U₃O₈), também conhecido como *yellowcake*, que é embalado e transportado em tambores, servindo como a matéria-prima para as etapas seguintes de conversão e enriquecimento na produção do combustível nuclear.

Na década de 1980, a produção de urânio superou o consumo, o que resultou na formação de grandes estoques de urânio e no fechamento dos locais com custo de produção de urânio mais elevado. Por conta disso, a produção atual de urânio (fonte primária) atende apenas a 60% da demanda mundial²⁶. A diferença vem sendo fornecida por urânio já extraído (fontes secundárias). A redução no fornecimento das fontes secundárias, associada às necessidades dos reatores, exercerá pressão sobre a mineração de urânio. O desenvolvimento das fontes primárias de urânio, a custos de produção crescentes, dependerá de preços elevados no mercado do urânio para financiar a exploração e desenvolvimento de novos recursos, cujo crescimento se estima em 50% nos próximos anos.

Em nível de concentração da ordem de 1/10 daquele obtido em jazidas convencionais, a um custo economicamente viável, o urânio também pode ser obtido como subproduto do cobre (como na mina Olympic Dam, na Austrália), como subproduto do processamento de outros minerais, ou como subproduto de depósitos de fosfato, como no Marrocos, na Flórida e no Brasil

²⁶ International Atomic Energy Agency, "Uranium Production and Raw Materials for the Nuclear Fuel Cycle Supply and Demand, Economics, the Environment and Energy Security" (Proc. Int. Symp. Vienna, 20-24 June 2005), STI/PUB/1259, IAEA, Vienna (2006).

(Itataia, em Santa Quitéria). Nestes casos, o custo de extração e de tratamento são partilhados entre os subprodutos e tornam viável a produção de urânio, mesmo em baixa concentração.

No Brasil, a mineração do urânio é feita a céu aberto. A única mina em atividade é a de Caetité, que utiliza o processo de lixiviação, resultando ao final em um concentrado de urânio, na forma de diuranato de amônia (DUA). Há previsão para mineração subterrânea da mina de Cachoeira, em função da aprovação do pedido de licenciamento solicitado pelas Indústrias Nucleares do Brasil (INB), única empresa produtora de urânio do país. O concentrado de urânio (U3O8) é produzido pela INB, na Unidade de Concentração de Urânio-URA, em Caetité (Bahia), com capacidade de produção de 400 toneladas/ano de U3O8²⁷, suficientes para atender a demanda de Angra 1 e Angra 2. Em 2011, uma redução na produção da URA de Caetité levou a INB a assinar contrato com a UG GmbH para a entrega de 210.000 libras de U3O8 para prover a 18ª recarga de Angra 1 e a 9ª recarga de Angra 2.

O concentrado de urânio é acondicionado em containers, sendo transportado de Caetité a Salvador em caminhões que viajam em comboios, sendo de lá, por contrato estabelecido com a Cameco, exportado para o Canadá para ser convertido em gás UF6 nas instalações da empresa. Do Canadá, o UF6 é transportado para a Europa para ser enriquecido, no âmbito de acordo de enriquecimento de urânio, pelo Consórcio Urenco, formado pelas empresas alemãs RWE, E.ON e pelos governos da Holanda e Reino Unido.

A exploração do urânio associado ao fosfato será realizado na mina de Itataia, em Santa Quitéria (Ceará), pela empresa privada Galvani, responsável pela exploração e comercialização do fosfato, matéria-prima na fabricação de fertilizantes fosfatados e sal mineral para nutrição animal. A viabilidade econômica do urânio de Itataia depende da exploração do fosfato associado, ou seja, a extração de urânio está condicionada à lavra e beneficiamento do minério de fosfato. Como subproduto nesse processo, o licor de urânio ficará com a INB.

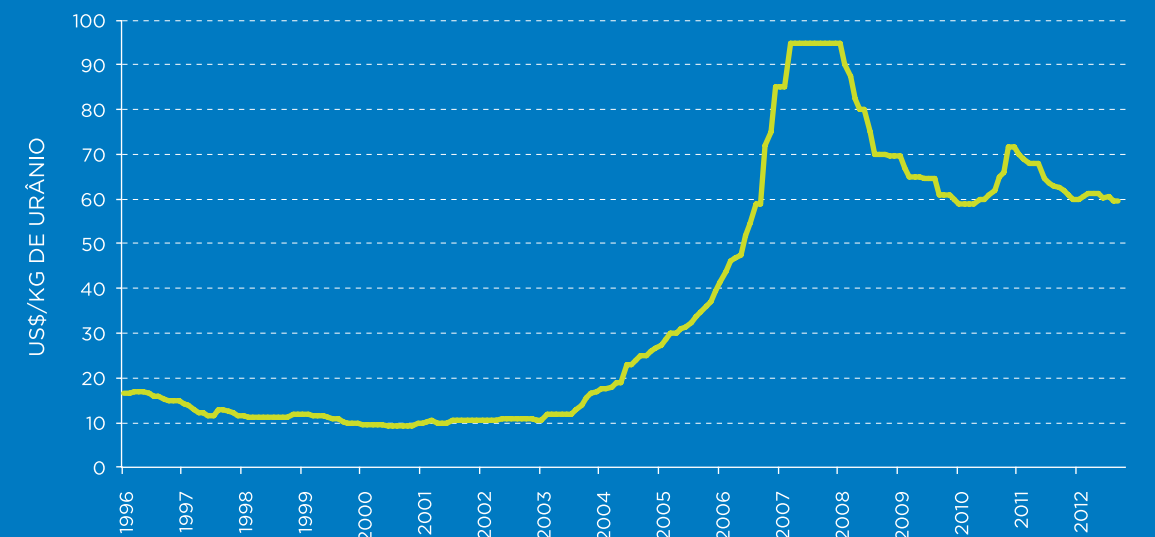
A Unidade de Tratamento de Minérios (UTM) de Caldas, em Minas Gerais, foi o primeiro empreendimento de lavra e processamento de minério de urânio a operar no Brasil. Era formado por uma mina a céu aberto, instalações de tratamento de minérios, usina de processamento

metalúrgico para produção de concentrado de urânio e fábrica de ácido sulfúrico. A usina foi projetada para uma produção anual de DUA de 500 toneladas em equivalente a U3O8. A lavra de minério de urânio teve início em 1977, e a operação da usina foi encerrada em 1995 por inviabilidade econômica. Ao longo desse período, foram produzidos em torno de 1.200 toneladas de U3O8.

PREÇO DO URÂNIO

Em 1965, o preço limite do urânio era de US\$ 5/libra de U3O8, passando, em 1967, a quase US\$ 10/libra de U3O8. Entre 1973-1975, como todos os preços de energia, o mercado do urânio foi afetado pela quadruplicação dos preços do petróleo, e o preço *spot* Nuexco²⁸ passou de US\$ 11.03/libra de U3O8 (1973) para US\$ 23.68/libra de U3O8 (1975).

Gráfico 1: Evolução do Preço do Concentrado de Urânio (U3O8)



Fonte: TradeTech

²⁷ A INB prevê sua duplicação para 800 toneladas/ano nos próximos anos.

²⁸ Inicialmente chamada Nuclear Exchange Corporation, Nuexco foi a primeira organização, em agosto de 1968, a publicar preços do urânio, estabelecendo o Nuexco Exchange Value, uma medida dos preços *spot* de urânio. Na década de 1970, o Nuexco Exchange Value passou a ser incorporado em contratos de longo prazo como o preço de entrega do urânio. Sucessora da Nuexco, a TradeTech publica atualmente os preços *spot* do urânio.

Como o processamento do urânio tem início vários anos antes do carregamento²⁹ efetivo do combustível, a maior parte do U3O8 é adquirida em contratos de longo prazo. O urânio não é comercializado em uma bolsa de *commodities*, sendo negociado de modo privado entre compradores e vendedores. Estima-se que 80-85% do urânio seja vendido em contratos de longo prazo, cujos termos cobrem períodos de 2 a 10 anos, embora sejam mais comuns de 3 a 5 anos, ocorrendo a primeira entrega 24 meses após o fechamento do contrato.

O preço *spot* corresponde ao preço do urânio a ser entregue no período de 2 a 12 meses e se refere a uma proporção de 15-20% do mercado. Os indicadores de preço do urânio aceitos pela indústria nuclear são publicados pelos consultores independentes de mercado *Ux Consulting* e *TradeTech*. O preço *spot* do urânio é mais volátil que o preço de longo prazo.

COMERCIALIZAÇÃO DO URÂNIO

O urânio é comercializado na forma de *yellowcake*, gás UF6 e urânio enriquecido em U²³⁵, produtos derivados das três principais etapas de processamento do material bruto. Seu comércio é rigidamente controlado tanto pelos governos nacionais, quanto pela Agência Internacional de Energia Atômica (AIEA), uma vez que se trata de material radioativo.

DEMANDA DE URÂNIO

Em maio de 2013, 435 reatores nucleares comerciais com capacidade de geração de 375.000 MWe necessitavam de cerca de 67.000 toneladas de urânio. Em 2035, a World Nuclear Association estima que a demanda de urânio estará compreendida entre 540.000 MWe (97.645 toneladas de urânio), caso da demanda baixa, e 746.000 MWe (136.385 toneladas de urânio), caso da demanda elevada. O Leste da Ásia, em especial a China, deve ter o maior crescimento, com a implantação entre 100.000 MWe e 150.000 MWe até 2035.

²⁹ Transferência do combustível para a usina nuclear.



4. CENÁRIOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA PARA O PERÍODO 2013-2040

Cenários são mecanismos de previsão, de antecipação e desenho de futuros possíveis, constituindo uma ferramenta que permite estruturar incertezas e rupturas, bem como formular hipóteses apropriadas sobre a evolução dos mercados, sendo, assim, essenciais para a tomada de decisão.

Nesse estudo, os cenários foram elaborados com o objetivo de analisar a evolução da geração elétrica no Brasil no período 2013-2040, a partir da identificação dos principais atores desse processo, da utilização de componentes pré-determinados, da definição de direcionadores do ambiente de negócios e das incertezas. Assim, foram feitas hipóteses para cada um dos três cenários, descritas a seguir.

CONTROLE DE MERCADO

Neste cenário, o crescimento econômico é maior no curto prazo, 4,0% ao ano até 2017. No longo prazo, este crescimento é de 3,0%, refletindo a eficácia decrescente das políticas macroeconômicas de caráter expansionista.

As tarifas de energia, por sua vez, seguem uma lógica política e permanecem inalteradas após a rodada de desoneração tributária de 2013. Os processos de revisão tarifária refletem a ação política do governo, estabelecendo restrições que comprometem a plena realização dos investimentos necessários.

O crescimento da demanda é acentuado no setor residencial e moderado no setor industrial. A hidreletricidade é a fonte preferencial para os investimentos em expansão da geração, articulada à biomassa e à energia eólica. A oferta de energia elétrica é submetida às condições estabelecidas pelo governo federal, deixando menor iniciativa à concorrência entre as empresas.

RACIONALIDADE ECONÔMICA

Neste cenário, o crescimento econômico é baixo no curto prazo, de 2,5% ao ano, refletindo os fundamentos da conjuntura macroeconômica e a manutenção de políticas macroeconômicas moderadas. Posteriormente, a economia se reajusta e o crescimento alcança os patamares vistos no Brasil pré-crise, de 4,0% ao ano.

Além disso, as oscilações no custo médio da energia são refletidas parcialmente na tarifa e a incorporação de fontes energéticas de custo mais elevado moderam a trajetória de expansão do consumo.

As externalidades são precificadas, especialmente as emissões de dióxido de carbono decorrentes da geração elétrica a partir de carvão, gás natural e óleo (diesel e combustível) tornando mais competitivas a energia nuclear, a energia eólica e a biomassa. Os investimentos privados são estimulados pela diminuição da influência do governo e a redução do risco regulatório sobre as decisões de longo prazo.

AVANÇO INSTITUCIONAL

Neste cenário, a conjuntura macroeconômica reflete políticas macroeconômicas maduras que evitam ponderar em excesso o curto prazo. As taxas de crescimento são de 2,5% ao ano até 2015 e a partir de então de 5,0% ao ano.

A evolução institucional reduz os riscos e amplia substancialmente as garantias para os investimentos de longo prazo. Isso provoca uma mudança radical na iniciativa de vários setores da atividade produtiva, inclusive nos setores de infraestrutura, aos quais são oferecidos regimes de concessão inovadores, destinados a atrair massivamente os investimentos de tecnologia avançada, que se inserem em cadeias produtivas globais.

Novos regimes de concessão, que beneficiam também o setor energético, ampliam os fluxos de investimentos estrangeiros diretos e viabilizam a introdução no país de avançadas unidades de geração de energia, permitindo a diversificação da matriz elétrica em um quadro de ampliação da demanda e da oferta, intensa melhoria nas condições de acesso à energia e redução gradual dos custos de geração.

Tabela 7: Principais características dos cenários

	CONTROLE DE MERCADO	RACIONALIDADE ECONÔMICA	AVANÇO INSTITUCIONAL
CRESCIMENTO ECONÔMICO (ANUAL)	4% (curto prazo) 3% (longo prazo)	2,5% (curto prazo) 4% (longo prazo)	2,5% (curto prazo) 5% (longo prazo)
DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA	pequeno crescimento da demanda de energia e reduzido consumo do setor industrial	crescimento da demanda necessitando ampliação da capacidade instalada e aumento do consumo em kWh/capita	grande crescimento da demanda de energia e ampliação dos investimentos privados

(cont.)

	CONTROLE DE MERCADO	RACIONALIDADE ECONÔMICA	AVANÇO INSTITUCIONAL
DESENVOLVIMENTO DA INFRAESTRUTURA	desenvolvimento limitado e condicionado a critérios de negociação política	desenvolvimento articulado das obras de infraestrutura considerando o custo de oportunidade do capital	Grande desenvolvimento da infraestrutura do país no quadro de um novo regime de concessões
INVESTIMENTO PRIVADO LOCAL E INTERNACIONAL	pequeno volume de investimento privado em razão das restrições crescentes impostas pelo governo	aumento dos investimentos privados locais e internacionais em parcerias público-privadas	ampliação do investimento privado, atraído pela implantação de regime de concessões com compromisso de não intervenção política do governo
INTEGRAÇÃO REGIONAL	manutenção do nível de integração regional como resultado da falta de novos investimentos	dinamização de fluxos energéticos, financeiros e comerciais, tanto entre regiões do país, quanto entre o Brasil e os países da região	ampliação da integração regional determinada por regime liberal de fluxos energéticos e comerciais.
NOVOS CONSUMIDORES DE ENERGIA	aumento gradual do número de consumidores de energia em razão do controle tarifário	ampliação da base de consumidores de energia em decorrência do crescimento econômico	ampliação do número de consumidores de energia como resultado da concorrência pelos preços.
DIVERSIFICAÇÃO DA MATRIZ ELÉTRICA	preservação do sistema predominantemente hidrelétrico, geração complementar a gás natural e pequeno percentual de novas renováveis	diversificação da matriz elétrica com introdução gradual da geração nuclear na base, complementação térmica a gás natural e renováveis (bioeletricidade, eólica e solar)	diversificação da matriz elétrica, estimulada pelo estabelecimento de um novo regime de concessões que valoriza a competição pelo custo da geração e as externalidades
TECNOLOGIAS PARA GERAÇÃO DE ENERGIA	preservação do sistema elétrico existente pela redução de custo e consolidação dos critérios de modicidade tarifária	introdução de novas tecnologias de geração de energia elétrica, que reduzem o nível de emissão de carbono	aplicação de novas tecnologias de geração de energia elétrica, determinadas pelo maior retorno do investimento realizado
TECNOLOGIAS NOS SISTEMAS DE CONSUMO DE ENERGIA	investimento restrito em redes elétricas inteligentes e na infraestrutura para veículos elétricos	introdução de redes elétricas inteligentes e veículos elétricos financiados pelos investidores e remunerados pela tarifa.	amplo investimento em redes elétricas inteligentes e na comercialização de veículos elétricos
APLICAÇÃO DE RESTRIÇÕES AMBIENTAIS	controle moderado do nível de emissão de carbono	controle consequente do nível de emissão de carbono e precificação de externalidades	rigoroso controle das emissões de carbono e precificação das externalidades
AUTONOMIA DAS AGÊNCIAS REGULADORAS	intervenção do governo na regulação energética	autonomia crescente das agências reguladoras	regras de longo prazo e autonomia total do agente regulador
GESTÃO MACROECONÔMICA	controle de preços da energia	liberdade gradual dos preços da energia	liberdade total dos preços da energia
POLÍTICA ENERGÉTICA	planejamento imperativo	planejamento indicativo	determinação de áreas estratégicas
AMBIENTE REGULATÓRIO	controle da estrutura de oferta de energia elétrica	competição gradual entre fontes de geração elétrica	concorrência real entre fontes de geração elétrica



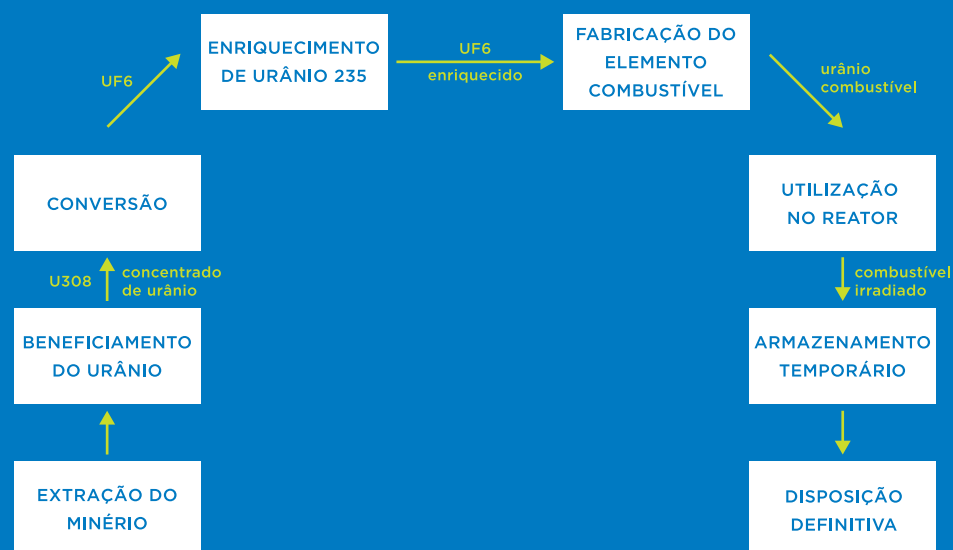
CICLO DO COMBUSTÍVEL NUCLEAR

A gestão do combustível nuclear utilizado tornou-se central em função dos riscos de proliferação. Este fato determinou uma classificação do ciclo do combustível nuclear em duas classes, que diferem basicamente em função da reutilização e reprocessamento do combustível utilizado:

- (1) ciclo aberto; e
- (2) ciclo fechado.

A escolha da estratégia a adotar é uma decisão que envolve aspectos políticos, econômicos, geopolíticos e ambientais. No *once-through*, que pode ser traduzido como 'uma só passagem'), uma vez retirado do reator nuclear, o combustível utilizado é tratado como perda e armazenado em um sítio definitivo, tal como um repositório geológico, preparado para essa finalidade, em condições que não permitam sua remoção. É a opção pela disposição direta (*direct disposal*) do rejeito nuclear. Como não há reprocessamento, o ciclo *once-through* apresenta vantagem em termos de custo e de resistência à proliferação. As usinas que seguem o ciclo aberto utilizam o combustível óxido de urânio enriquecido (UOX). O ciclo aberto é adotado nos Estados Unidos, Canadá, Suécia, Finlândia, Espanha e África do Sul.

Figura 2: Ciclo do combustível aberto



O **ciclo fechado** recupera o material físsil do combustível utilizado, para ser reprocessado e reutilizado no reator, reduzindo com isso a necessidade de urânio enriquecido. É a opção pelo reprocessamento. No reprocessamento, o combustível utilizado é separado em urânio e plutônio – apropriados para a fabricação em combustível óxido (MOX) – e reciclado de volta no reator. A vantagem deste ciclo está na reutilização do recurso, o que melhora o resultado econômico em um contexto de preços do urânio muito elevados. A intenção original era de reciclar urânio e plutônio em reatores rápidos (*fast-breeder reactors*), mas atrasos e cancelamentos dos programas desses reatores levaram à reciclagem:

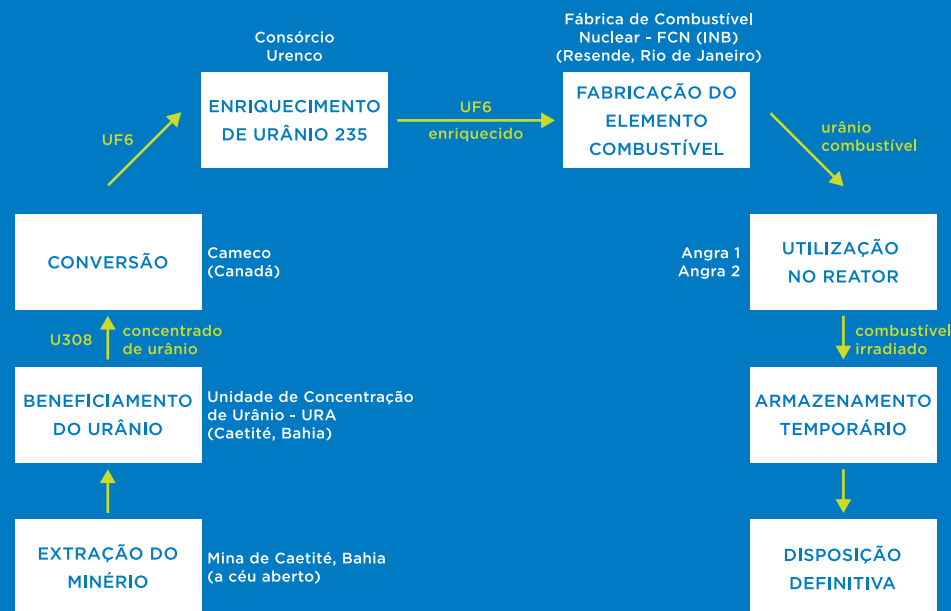
- (1) do plutônio nos reatores em operação na Bélgica, França, Alemanha, Japão e Suíça; e
- (2) do urânio na Rússia e no Reino Unido.

Figura 3: Ciclo do combustível fechado



Uma terceira opção de gestão do combustível utilizado no curto prazo, adotada pelo Brasil e pela maior parte dos países com programas de geração nuclear, é a armazenagem temporária. Neste caso, o combustível fica armazenado em local provisório, sendo monitorado continuamente até que seja, no futuro, armazenado em local definitivo (*direct disposal*) ou reprocessado. Esta alternativa é, de fato, uma variante do ciclo aberto por não implicar – enquanto não houver decisão pelo reprocessamento – na reutilização do combustível utilizado.

Figuar 4: Ciclo do combustível no Brasil



As atividades relacionadas ao ciclo do combustível nuclear têm início dois anos antes da parada da usina nuclear para recarga, envolvendo a produção do concentrado de urânio, a conversão, o enriquecimento, a fabricação e o transporte. O custo de 1 kg de urânio como combustível UO₂ é o seguinte:

URÂNIO	8,9 kg de U ₃ O ₈ x US\$ 90	US\$ 801	(35%)
CONVERSÃO	7,5 kg de urânio x US\$ 13	US\$ 98	(4%)
ENRIQUECIMENTO	7,3 SWU x US\$ 155	US\$ 1,132	(50%)
FABRICAÇÃO DO COMBUSTÍVEL	por kg	US\$ 240	(11%)
TOTAL (APROXIMADO)		US\$ 2,271	

Assumindo o preço spot do U₃O₈ a US\$ 40.5/libra (maio de 2013) e uma taxa de combustão³⁰ (*burn-up*) de 45.000 MWd/t, tem-se 360.000 kWh elétricos por kg/U, portanto, o custo do combustível = US\$ 0.63/kWh.

³⁰ Taxa de combustão (utilização do combustível) é uma medida da quantidade de energia extraída de um combustível nuclear. Os reatores a água leve têm uma Taxa de Combustão de 45.000 a 50.000 MWd/t de urânio, o que significa que cerca de 45 a 50 kg de material físsil por kg de combustível nuclear foram fissionados e gerados 360.000 a 400.000 kWh em uma usina nuclear com eficiência de 34%.

CONVERSÃO DO URÂNIO

Para ser utilizado como combustível em usinas nucleares, o urânio processado em concentrado de urânio (U₃O₈) é dissolvido e purificado para a obtenção do urânio nuclearmente puro, que é convertido para o estado gasoso em hexafluoreto de urânio ou gás hexafluorido de urânio (UF₆). O urânio do Brasil é convertido no Canadá, operação que poderá ser realizada, no futuro, na usina Usexá, do Centro Tecnológico da Marinha, em São Paulo.

A capacidade atual para a conversão em UF₆ é de 74.000 toneladas de urânio/ano para uma demanda de cerca de 60 000 toneladas de urânio/ano. A demanda projetada para 2025 está no intervalo entre 60.000 e 90.000 toneladas de urânio/ano. As fábricas existentes suprem esta necessidade, havendo excesso de oferta e preços relativamente estáveis³¹.

ENRIQUECIMENTO DO URÂNIO

Nem todos os reatores nucleares necessitam de urânio enriquecido. Os reatores pressurizados à água pesada (PHWR, na sigla em inglês) e os reatores a grafite refrigerados a gás (conhecidos como Magnox) utilizam urânio natural como combustível. Mas 90% da capacidade instalada de geração nuclear no mundo³², necessita de urânio enriquecido em cerca de 2 a 5% como material combustível.

O enriquecimento do urânio é um processo físico utilizado para aumentar a concentração do isótopo Urânio 235, o que ocorre geralmente por separação de isótopos. Os processos de enriquecimento são formados por muitos estágios, tanto em série, quanto em paralelo, o que introduz o conceito de 'fatores de separação' por estágio do processo. Desse modo:

- (1) Quando cada estágio do processo tem apenas um fator de separação pequeno, são necessários muitos estágios em série para atingir o nível de enriquecimento desejado; e
- (2) Quando cada estágio do processo tem apenas uma limitada taxa de realização (*throughput*), são necessários muitos estágios em paralelo para obter a taxa de produção requerida.

Os métodos mais comuns de enriquecimento são (1) o enriquecimento por difusão gasosa, e (2) o enriquecimento por centrifugação.

Em ambos, o material de base é o UF₆, que é a única forma de gás apropriada para difusão/centrifugação.

³¹ Nuclear Fuel Cycle Information System, 2009 Edition, 2009, p. 16.

³² Reatores a água pressurizada - PWRs, reatores à água fervente - BWRs, reatores avançados refrigerados à gás - AGRs e reatores moderados à grafite, refrigerados a água leve - RBMKs.

O minério de urânio difere do urânio natural. O urânio encontrado na natureza possui dois isótopos principais, o urânio 238 (U238), que tem ocorrência de 99,28% em peso, e o urânio 235 (U235), com 0,72%. Apenas o urânio 235 é fissil (i.e., pode fissionar-se ao colidir com nêutrons energéticos, gerando energia cinética nesse processo), mas existe, na natureza, em concentração baixa (0,72%), insuficiente para gerar energia elétrica. Por esse fato, o urânio 235 deve ser enriquecido, i.e., deve ter aumentada a quantidade de isótopos com teor mais elevado do que o nível encontrado na natureza, que devem ser separados dos demais para aumentar sua concentração e utilizá-lo como combustível. Para gerar energia elétrica, é necessário cerca de 3% a 4% de urânio 235. Para seu uso na medicina, é necessário 20%. Para construir uma bomba nuclear, seria necessário 95%.

O urânio utilizado para a geração nuclear no Brasil é enriquecido pelo Consórcio Urenco e transportado em containers para a Fábrica de Combustível Nuclear (FCN) em Resende, estado do Rio de Janeiro.

FABRICAÇÃO DO COMBUSTÍVEL

A Fábrica de Combustível Nuclear (FCN) compreende a Unidade I para fabricação de componentes e montagem de elementos combustíveis e a Unidade II, que inclui uma Usina de Enriquecimento de Urânio (1ª, 2ª e 3ª Cascatas), Reconversão de UF6 e Fabricação de Pastilhas de UO2.

No processo de enriquecimento ocorre geração de UF6 deplecionado ou defluorinação, que pode ser reconvertido em U3O8 (estável, insolúvel e não-corrosivo), armazenável de modo seguro enquanto aguarda para ser reutilizado. A usina de defluorinação da Areva em Pierrelatte é a única instalação no mundo a converter o UF6 deplecionado em U3O8 em escala comercial.

REPROCESSAMENTO

Uma vez utilizado, o combustível nuclear contém materiais físeis (urânio 235 e plutônio 239) e férteis (urânio 238), além de materiais radioativos que justificam sua remoção da usina. Enquanto no ciclo aberto o combustível irradiado (i.e., o combustível que não é mais capaz de sustentar a reação em cadeia) segue para armazenamento temporário ou definitivo, no ciclo fechado passa-se ao reprocessamento do combustível.

A tecnologia de reprocessamento nuclear foi desenvolvida quimicamente para separar e retirar o plutônio fissionável do combustível irradiado. Como o plutônio pode ser utilizado para produzir armas nucleares, o reprocessamento é uma atividade de risco, que viabiliza a rota para a proliferação de armas nucleares. Além disso, seu custo é elevado quando comparado ao ciclo aberto.

O estoque de plutônio que vem se acumulando como resíduo do combustível nuclear utilizado (especialmente no Reino Unido, Japão e Estados Unidos) tem preocupado os governos quanto aos riscos de proliferação e aos custos envolvidos em sua prevenção. Como alternativa, o plutônio poderia ser reciclado para utilização em reatores rápidos, que podem consumi-lo por meio de fissão e gerar energia elétrica. Ao final do processo, o plutônio estará transformado em outras formas de resíduo nuclear, que não servem para armas.

O conceito do reator rápido (*fast breeder reactor*) foi inicialmente adotado, na década de 1970, quando havia a percepção de que o urânio existente seria insuficiente para o crescimento estimado da geração nuclear e de que o combustível poderia ser criado nos próprios reatores, gerando mais do que o consumido. Ao longo do período 1980-2012, o progresso na exploração e desenvolvimento do urânio ampliou substancialmente seu horizonte e tornou crucial para os reatores rápidos a utilização e transformação do estoque de plutônio. No entanto, restrições em matéria de custo e de operação tendem a adiar sua utilização, embora seja considerada a implantação de dois reatores rápidos PRISM da GE no Reino Unido.

Por outro lado, o plutônio vem sendo reciclado no combustível MOX para reatores térmicos. A maior parte do material no combustível irradiado, no entanto, é formada por urânio que, uma vez reprocessado, pode ser reutilizado como combustível, alternativa aplicável quando os preços do urânio são elevados.

O reprocessamento do combustível nuclear é praticado na Europa, Rússia e Japão. Usinas de reprocessamento separam material combustível não utilizado (Urânio 235) e material gerado no processo de fissão (Plutônio 239) de resíduos. Esse processo enriquece o material físsil de modo a reutilizá-lo em novos elementos combustíveis, mas não evita a necessidade de eliminá-los ao final de sua utilização.

Fonte dos dados e informações: Agência Internacional de Energia Atômica (IAEA, na sigla em inglês), Agência de Energia Nuclear da OCDE (NEA, na sigla em inglês), World Nuclear Association (WNA), Nuclear Energy Institute (NEI) e Indústrias Nucleares Brasileiras (INB).

5. OFERTA E CUSTOS DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

A oferta de energia elétrica de um país, estado ou região resulta da geração provida por um conjunto de fontes energéticas que utilizam tecnologias específicas. Esse conjunto de fontes energéticas forma o que se convencionou chamar de Matriz Elétrica. Um dos aspectos estratégicos para a gestão do sistema elétrico é sua sustentabilidade, o que exige fundamental atenção em relação ao desempenho e aos riscos apresentados por cada uma das fontes que compõem a matriz elétrica. Para isso, deve ser introduzido o critério da diversificação, pelo qual se reduz o risco de dependência em relação a cada fonte e se obtém o melhor resultado do conjunto. A política energética se conjuga com esses critérios buscando o melhor resultado por meio da segurança econômica, segurança energética e segurança ambiental.

recomendamos que:

(...) que a política energética brasileira promova a diversificação da matriz elétrica, valorizando a distribuição equilibrada da oferta entre as diversas fontes energéticas que podem ser geradas no país, buscando minimizar o risco de dependência física e/ou climática.

Um conjunto de usinas de geração elétrica que são movidas por diferentes fontes energéticas estará menos exposto ao risco do que um conjunto de usinas que depende em grande parte de uma fonte energética. A evolução dos custos médios apresentados pelos três cenários confirma essa condição. Em razão dos riscos menores, a diversificação observada no Cenário Avanço Institucional se reflete em um custo médio inferior ao do Cenário Racionalidade Econômica, por sua vez, inferior ao custo médio apresentado no Cenário Controle de Mercado, o menos diversificado e com riscos mais elevados.

A avaliação da expansão da geração de energia elétrica, ao longo do período 2013-2040, será realizada em duas etapas. Em primeiro lugar, para cada fonte energética, será determinada a capacidade de expansão por meio das condições físicas e tecnológicas. Na sequência, serão definidos os custos nivelados de geração de energia elétrica para cada fonte, com base nas condições econômicas, financeiras, tecnológicas e institucionais estabelecidas em cada um dos três cenários (Controle de Mercado, Racionalidade Econômica e Avanço Institucional).

CAPACIDADE DE EXPANSÃO DAS FONTES ENERGÉTICAS (2013-2040)

Para estabelecer, de modo consistente, a projeção da oferta de energia elétrica, a capacidade de expansão de cada fonte foi avaliada em função de critérios de ordem física, econômica, tecnológica e político-institucional. Para cada fonte, foram estimados parâmetros sobre os



limites da capacidade de expansão no período 2013-2040. No texto a seguir, estão indicados os limites superiores, mas tais parâmetros variam de acordo com os cenários.

Hidreletricidade

No Brasil, o potencial hidrelétrico de 260.000 MW (Plano 2015 da Eletrobras) tem sido revisto e estima-se que seja, em 2013, da ordem de 160 MW, dos quais 84.294 W já foram desenvolvidos (MME, dez 2012). A expansão da geração hidrelétrica para o período 2012-2024 deverá alcançar 33.233 MW (PDE 2021). A grande fronteira de expansão da hidreletricidade prevista pelo governo para as próximas décadas é a Bacia do Rio Amazonas, com 40% do potencial total (106 MW), apresentando grandes restrições ambientais (que comprometem 62% desse potencial) e econômicas (com o custo da transmissão que, nesta fronteira de expansão, tende a ser crescente pela distância em relação aos centros de consumo).

O custo marginal da geração hidrelétrica tende a ser crescente no período 2025-2040. Eventuais ganhos obtidos por progressos na técnica construtiva podem estar comprometidos pelos custos ambientais de usinas hidrelétricas na Amazônia e no Cerrado, onde estão 70% do potencial hidrelétrico aproveitável do país. Isto reforça a importância de se aprofundar estudos sobre o equilíbrio entre critérios econômicos, energéticos e ambientais na definição dos novos investimentos na região. O potencial máximo que poderá ser equipado com usinas hidrelétricas a partir de 2025 é estimado em 28.000 MW, a um custo de investimento de US\$ 1,500/kW a US\$ 1,800/kW, não incluindo custo de conexão e juros durante a construção (PNE 2030, Geração Hidrelétrica).

Assumindo que, em 2024, a capacidade hidrelétrica instalada no país será de 117.000 MW nos três cenários (i.e., admitindo que haja plena realização do que está previsto no PDE 2021), a geração hidrelétrica terá crescido a uma taxa de 2,8% ao ano no período 2013-2024. Diante disso, foram estabelecidas as seguintes hipóteses em relação à expansão da capacidade hidrelétrica ao longo do período 2025-2040:

No Cenário Controle de Mercado, a expansão da capacidade hidrelétrica não excederá uma taxa de crescimento de 1,6% ao ano entre 2025 e 2040. Esta será a capacidade máxima atingida pela hidreletricidade, a fonte preferencial para este cenário, que contará com financiamento do governo.

No Cenário Racionalidade Econômica, a adoção do critério locacional na precificação da transmissão, assim como das restrições ambientais (em especial na Amazônia e no Cerrado) e sociais (em outras regiões mais densamente habitadas e com atividades a serem indenizadas) encarecem a opção hidrelétrica e reduzem sua atratividade, fazendo com que a capacidade máxima não possa superar uma taxa de crescimento de 1,6% ao ano entre 2025 e 2040.

No Cenário Avanço Institucional, o crescimento da capacidade será no máximo de 1,7% ao ano entre 2025 e 2040 em razão de oportunidades mais rentáveis (a serem implantadas próximo aos centros de consumo) e com menor impacto ambiental (implicando em riscos e custos menores).

O Fator de Capacidade das usinas hidrelétricas nos três cenários é de 55%.

Gás Natural

A primeira referência para estabelecer o potencial de expansão da capacidade de geração elétrica a gás natural é dada pelo volume de reservas provadas dessa fonte energética no país (459 bilhões de m³ em 2013) e pela demanda do gás natural (mercado interno e potencial exportação na forma de gás natural liquefeito - GNL ao longo das próximas duas décadas).

As descobertas da camada pré-sal devem ampliar substancialmente essas reservas, já que cerca de 20% das jazidas dessa área contêm gás associado ao petróleo. Ao mesmo tempo, é necessário considerar a estrutura de demanda de gás natural prevista para os diversos setores consumidores para o período 2013-2040. Em 2011, a oferta de gás natural foi de 79 milhões de m³/dia, dos quais 50 milhões de m³/dia foram produzidos no país, e 29 milhões de m³/dia foram importados. No mesmo ano, o consumo de gás natural no Brasil foi de 61 milhões de m³/dia, especialmente pelo setor industrial (41 milhões de m³/dia) e pela geração elétrica (16 milhões de m³/dia).

As usinas a gás natural no Brasil utilizam turbinas a gás que operam em ciclo aberto (3.513 MW, 35% de eficiência), i.e., utilizam combustão interna para gerar energia elétrica. Os gases da turbina são descarregados diretamente na atmosfera, comprometendo o rendimento do

processo. As usinas prevêem, no futuro, o acoplamento de usinas a vapor (caracterizando o ciclo combinado, que apresenta 50% de eficiência). Isso tem impacto sobre o volume de gás natural necessário. Existem, atualmente (2013), no país, 5.132 MW em ciclo combinado, mas boa parte não opera dessa forma por conta do custo de manutenção, o que compromete a eficiência da geração e aumenta o volume de combustível necessário. Em 2012, as usinas elétricas a gás natural em operação (9.326 MW) são, em cerca de 40%, usinas convencionais, operando a ciclo aberto, com eficiência de 35% e custo variável de geração compreendido entre US\$ 60/MWh e US\$ 271/MWh (MME, dez 2012). A ampliação prevista no PDE 2021 deve atingir 2.900 MW.

Considerando que (1) 20% dos recursos da camada pré-sal são de gás associado, (2) a ANP fixou o limite de queima de gás natural em 3% (com tolerância para 5% até 2015), e (3) o gás natural pode ser fornecido na forma de GNL extraído da camada pré-sal ou importado de outros países e processado em usinas de regaseificação (ao custo de US\$ 400 milhões/usina) localizadas em pontos da costa sob autorização da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP (assumindo que restrições ambientais sejam equacionadas), não haveria, até 2040, um limite físico (em termos de recurso) para atender a demanda com a geração de energia elétrica a partir do gás natural.

O limite da capacidade de expansão será dado, de fato: (1) pelo custo de investimento em usinas térmicas a gás natural ao longo da costa alimentadas por cargas de GNL, que devem agregar US\$ 400 milhões pelo investimento por unidade de regaseificação), e (2) pelo desenvolvimento da rede de gasodutos. Neste caso, assumindo um preço do gás natural no Brasil, parametrizado pelos preços praticados internacionalmente, o custo do gás natural seria uma restrição a ser considerada. No entanto, estimar essa evolução envolve considerar duas tendências opostas (1) a tendência à redução do custo do gás natural em razão da oferta crescente de gás de xisto que seria exportado para o mercado internacional pelos Estados Unidos (o que inviabilizaria as exportações do gás natural brasileiro), e (2) tendência à elevação do preço do gás natural caso seja contabilizado o real custo de produção do gás de xisto (atualmente remunerado pela venda dos líquidos de gás natural - atrelados ao preço do petróleo - pelos produtores de gás de xisto). Desse modo, a expansão da capacidade instalada de geração termelétrica a gás natural será dada pela taxa de crescimento observada em cada cenário em função de suas características.

Considerando que a capacidade de geração elétrica a gás natural será de 13.000 MW em 2024 (partindo de 10.200 MW em 2011 e supondo plena realização do que está previsto no PDE 2021), haverá um crescimento de 2,5% ao ano até 2024. Nessas condições, foram assumidas as seguintes hipóteses em relação à expansão da capacidade de geração elétrica a partir do gás natural:

No Cenário Controle de Mercado, a capacidade máxima atingida pela geração a gás natural será de 8% ao ano, entre 2025 e 2040, com o aproveitamento do gás natural da camada pré-sal, que se tornará um objetivo de governo.

No Cenário Racionalidade Econômica, com a precificação das externalidades ambientais (especialmente as emissões oriundas da poluição industrial, da geração elétrica e dos transportes), haverá acréscimo no custo de geração a partir do gás natural de US\$ 7.40 por MWh. Apesar da elevação no custo de geração, sua capacidade máxima será atingida com um crescimento de 10% ao ano, entre 2025 e 2040.

No Cenário Avanço Institucional, o limite da capacidade será atingido com um crescimento de 9% ao ano, entre 2025 e 2040.

O Fator de Capacidade das usinas elétricas a gás natural é de 60%.

Energia Nuclear

A expansão da capacidade de geração nuclear não encontra limite físico, considerando as reservas de urânio existentes no país que, em 2012, eram de 309.000 toneladas, em condição de manter 10 usinas nucleares de 1.000 MW durante 100 anos. Estima-se, no entanto, que o potencial de recursos em urânio do Brasil é de 800.000 toneladas, levando em conta suas condições geológicas e o fato de apenas 25% do território ter sido prospectado.

As condições tecnológicas não apresentam restrição à expansão da geração nuclear. A introdução de reatores da Geração III+ apresenta um custo de investimento menor (com estimativas de US\$ 2,480/kW na China e a previsão de construção em 48 meses na Coreia do Sul), melhores condições de desempenho (fator de capacidade da ordem de 90% e geração na base) e avanços substanciais em matéria de segurança (com a introdução de mecanismos de segurança passiva).

O acesso ao combustível enriquecido ou reprocessado (na forma de MOX) não apresenta restrição ou encarecimento nas condições de concorrência da geração nuclear, porque parte do ciclo do combustível aberto encontra-se no país e, caso necessário, eventuais necessidades de urânio enriquecido ou reprocessado podem ser atendidas por fornecedores internacionais.

Restrições orçamentárias por parte do governo poderiam restringir a expansão, limitando o número de usinas a serem construídas que poderiam atender, em condição de equilíbrio econômico-financeiro, as necessidades da demanda de energia elétrica e de operação do sistema. No entanto, esta restrição poderá ser superada com a entrada do setor privado como investidor na construção e concessionário na operação de usinas nucleares. Em julho de 2016, com a entrada em operação de Angra 3 (1.405 MW), a capacidade instalada de geração nuclear será de 3.412 MW. Diante disso, foram estabelecidas as seguintes condições para a expansão da capacidade de geração nuclear:

No Cenário Controle de Mercado, a expansão da capacidade será limitada a 5% ao ano no período 2017-2040, considerando a ação do governo na promoção da oferta hidrelétrica em associação



Imagem cedida pela Westinghouse Electric Company

com biomassa e energia eólica, sendo complementadas pelos excedentes de gás natural da camada pré-sal.

No Cenário Racionalidade Econômica, com a precificação real das externalidades negativas geradas por fontes concorrentes e a redução gradual dos custos de construção e dos custos financeiros, a capacidade instalada de geração nuclear poderá crescer até 8% ao ano no período 2017 a 2040.

No Cenário Avanço Institucional, o crescimento da capacidade de geração nuclear poderá atingir até 9% ao ano no período 2017-2040, com a entrada do setor privado como investidor e operador da geração nuclear, em razão da introdução de novos regimes de concessão neste cenário, ampliando as condições de retorno e a rentabilidade oferecida pela geração nuclear.

O Fator de Capacidade da geração nuclear é estimado em 90%.

Carvão

No Brasil, o carvão é considerado de baixa qualidade por ter elevado teor em cinzas e enxofre, sendo utilizado para geração elétrica nas proximidades das minas. O carvão industrial requer um poder calorífico mais elevado, sendo utilizado o carvão importado. As reservas provadas de carvão do país são de 10 bilhões de toneladas, e estima-se que o potencial de expansão da geração a

carvão seja de 28.000 MW. A vida útil das novas usinas é estimada em 25 anos, com rendimento de 33%, fator de capacidade de 68% e consumo específico de 815 kg/MWh. A capacidade instalada atual da geração a carvão é de 1.765 MW (todas as usinas estão localizadas na região Sul do país, próximas às minas de carvão) e deve alcançar 3.200 MW em 2024³³, a uma taxa de crescimento de 4,4% ao ano ao longo do período 2012-2024. As usinas brasileiras existentes utilizam a tecnologia de combustão pulverizada em ciclo subcrítico. Em geral, são usinas de ciclo simples, com baixa eficiência (33%) a um custo de capital compreendido entre US\$ 1,300 e US\$ 1,500/kW. Estima-se que as emissões anuais de CO2 sejam de 5.235 toneladas de CO2/MW (PNE 2030, Apresentação Junho 2006). Desse modo, foram estabelecidas as seguintes condições relativas ao limite de expansão da capacidade de geração elétrica a carvão:

No Cenário Controle de Mercado, a capacidade máxima a ser alcançada pela geração a carvão é compatível com um crescimento gradual de 6% ao ano entre 2025 e 2040, considerando dificuldades para proceder à necessária integração de mecanismos de captura e armazenamento de carbono (CCS, na sigla em inglês).

No Cenário Racionalidade Econômica, com a precificação das externalidades negativas, incluindo o acréscimo de US\$ 18.60 por MWh a partir da geração a carvão, a capacidade máxima não excederá 7% ao ano entre 2025 e 2040.

No Cenário Avanço Institucional, o crescimento da capacidade máxima será de 8% ao ano entre 2025 e 2040. Assume-se neste cenário que as novas usinas contarão com rigoroso controle de emissões e integrarão mecanismos de CCS.

O Fator de Capacidade das usinas elétricas a carvão é estimado em 68%.

Biomassa

No Brasil, a capacidade de geração elétrica a partir da biomassa pode ser estimada em função da expansão da capacidade de produção de etanol. As fontes para a bioeletricidade são, principalmente, resíduos vegetais (palha) e bagaço da cana, subproduto extraído no processo de produção do etanol e do açúcar. A principal tecnologia utilizada é o ciclo a vapor com turbinas de contrapressão. A geração elétrica, a partir de outros derivados da biomassa (e.g., gaseificação do bagaço e biodigestão da vinhaça), não parece competitiva no horizonte 2030-2040, ficando restrita a nichos de mercado. A capacidade instalada de geração a biomassa, em 2012, é de 7.750 MW, principalmente a partir da cana-de-açúcar (todas as usinas em regime de cogeração associado à produção de açúcar e etanol). O desenvolvimento da geração elétrica a biomassa deve ser atenuado pelas condições de expansão da produção de cana-de-açúcar

e pelas restrições de acesso das usinas à rede básica de energia elétrica que vão depender de política de governo para se viabilizar sem onerar a competitividade da geração a biomassa. Nesse quadro, foram estabelecidas as seguintes condições relativas à expansão da capacidade de geração elétrica a partir da biomassa:

No Cenário Controle de Mercado, haverá um crescimento gradual de 4,0% ao ano entre 2013 e 2040, considerando o empenho do governo em promover a complementaridade da oferta hidrelétrica a partir da biomassa e da energia eólica.

No Cenário Racionalidade Econômica, com a precificação real dos custos de geração e a competitividade da geração elétrica a partir da biomassa, a capacidade máxima crescerá até 4,0% ao ano entre 2013 e 2040.

No Cenário Avanço Institucional, as condições favoráveis à comercialização de energia elétrica farão com que o crescimento da capacidade da geração elétrica a partir da biomassa alcance até 5,0% ao ano entre 2013 e 2040.

O Fator de Capacidade das usinas elétricas a biomassa é estimado em 45%.

Energia Eólica

A crise financeira de 2008 adiou programas de implantação de energia eólica nos Estados Unidos e Europa, ampliando os estoques dos fabricantes de equipamentos e criando uma capacidade ociosa na fabricação de equipamentos. A consequente redução no preço das turbinas, associada a um regime de vento apropriado em certas regiões, sobretudo na região Nordeste do Brasil, permitiu que a energia eólica aumentasse sua participação no fornecimento de energia elétrica no país a partir de 2009.

Em 2012, a capacidade instalada eólica era de 1.480 MW e há uma capacidade adicional em construção de 2.046 MW. Entre dezembro de 2009 e dezembro de 2011, foram contratados 6.759 MW de capacidade instalada de energia eólica em quatro leilões.

O potencial de crescimento da energia eólica é condicionado pela utilização gradual dos melhores sítios e pela manutenção de incentivos. Nessas condições, foram estabelecidas as seguintes condições relativas à expansão da capacidade de geração eólica:

No Cenário Controle de Mercado, o limite de capacidade será atingido com um crescimento de 4,0% ao ano no período 2013-2040, considerando a ação do governo em promover a complementaridade da oferta hidrelétrica a partir da biomassa e da energia eólica, com o aproveitamento gradual dos melhores sítios.

³³ Projeção estabelecida pelo PDE 2021 para 2021.

No Cenário Racionalidade Econômica, com a precificação real dos custos de geração e o aproveitamento dos melhores sítios, a capacidade instalada eólica poderá crescer até 7,0% ao ano no período 2013-2040.

No Cenário Avanço Institucional, com a implantação de regimes de concessão atrativos para o conjunto das fontes energéticas, o crescimento da capacidade de geração eólica poderá alcançar até 8,0% ao ano no período 2013-2040.

O Fator de Capacidade das turbinas eólicas é estimado em 40%.

Óleo (Diesel e Combustível)

Há 1.030 usinas (7.717 MW) de geração elétrica a partir de derivados de petróleo, sendo 996 usinas a óleo diesel (3.467 MW) e 34 usinas a óleo combustível (4.251 MW) (Aneel, Janeiro 2013). O uso do óleo combustível e do óleo diesel na geração de energia elétrica atende, basicamente, aos sistemas elétricos isolados da região Norte (sendo 76% a óleo diesel).

As térmicas a óleo combustível são utilizadas, principalmente, para atender à demanda de ponta do sistema (em razão das condições de armazenagem do produto), enquanto as térmicas a óleo diesel, em pequenos grupos geradores, servem especialmente os sistemas isolados, o que explica seu elevado número, especialmente na região Norte.

A capacidade de expansão da geração elétrica a óleo é limitada e mesmo decrescente em razão de seus impactos ambientais. O óleo diesel tende a ser utilizado preferencialmente nos transportes e a geração elétrica a óleo combustível, em função de seus efeitos ambientais, vai sendo gradualmente substituída pelo gás natural. Por esse fato, nos mercados energéticos dos países da OCDE, o potencial de expansão da geração elétrica a óleo se restringe ao crescimento da geração nas usinas existentes, cujo fator de capacidade é pequeno (da ordem de 35 a 38%).

O principal impacto ambiental da geração elétrica a óleo é a emissão de gases de efeito estufa, especialmente o dióxido de carbono (CO₂), o metano (CH₄), o óxido nitroso (N₂O) e o óxido de enxofre (SO₂). Em consequência, tem-se intensificado a implantação de sistemas de dessulfurização de gases em usinas de geração elétrica a óleo, cujos custos são elevados.

Ainda assim, a capacidade de expansão da geração termelétrica a óleo combustível é estimada em 8.000 MW e a óleo diesel em 12.000 MW em 2020, chegando a 25.000 MW em 2030 para uma garantia de geração com fator de capacidade de 50% (PNE 2030). Diante disso, assumimos as seguintes condições relativas à expansão da capacidade de geração a óleo:

No Cenário Controle de Mercado, a capacidade terá um crescimento máximo de 1,7% ao ano no período 2013-2040, considerando a substituição gradual do óleo combustível pelo gás natural na geração elétrica e a ação do governo em promover a complementaridade da oferta hidrelétrica a partir da biomassa e da energia eólica.

No Cenário Racionalidade Econômica, com a precificação real das externalidades decorrentes dos custos de geração, haverá acréscimo no custo de geração a óleo de US\$ 18.60 por MWh. A capacidade instalada da geração a óleo crescerá 2,0%, no período 2013-2040.

No Cenário Avanço Institucional, o crescimento da capacidade instalada de geração a óleo será de 2,0%, no período 2013-2040.

As usinas térmicas a óleo têm Fator de Capacidade estimado em 26%.

CUSTOS NIVELADOS DA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (2013-2040)

A determinação dos custos nivelados de geração de energia elétrica (LCOEs, na sigla em inglês) foi realizada considerando as condições financeiras, econômicas, operacionais e institucionais para cada fonte e tecnologia de geração de energia elétrica. A metodologia utilizada teve por base, para cada fonte, os fluxos de caixa descontados ao longo do período 2013-2040, cujo somatório das receitas e da energia gerada ao longo da vida operacional da usina, trazidos a valor presente, resultaram no LCOE.

Como os cenários utilizados neste estudo envolvem uma evolução nessas condições, foram utilizadas duas abordagens. A primeira abordagem considera que as usinas de geração de energia elétrica funcionam no mercado real, em regime de concorrência, sendo, portanto, submetidas a uma estrutura de capital (relação entre recursos próprios e recursos de terceiros)



e a taxas de remuneração diferenciadas segundo as fontes e segundo os cenários. A segunda abordagem considera que prevalece o regime regulado para todas as fontes, embora com diferenças segundo os cenários, ao longo do período 2013-2040. Nessa abordagem, a taxa de desconto é determinada pelo regulador, sendo assumidas duas hipóteses, 7% e 10%.

Para a primeira abordagem (Regime de Concorrência), uma premissa importante é de que o custo de oportunidade do capital próprio é diferente para investidores estatais e privados e, portanto, a taxa de retorno média por fonte e por cenário varia em função dessas diferenças, como resultado de diferentes graus de participação estatal e privada no capital próprio de cada projeto.

recomendamos que:

(...) a utilização dos custos nivelados de energia elétrica como critério para a expansão da geração de energia elétrica, em especial na determinação do preço máximo nos leilões e para as escolhas a serem aplicadas no planejamento da matriz elétrica de longo prazo.

Os custos de investimento se diferenciam entre as tecnologias de geração, evoluem ao longo do tempo (com economias geradas por curvas de aprendizado) e entre os países, sendo o parâmetro mais importante em qualquer decisão de investimento. São sensíveis a alguns fatores de insumo como custos de manufatura (e.g., aço), trabalho e outros custos relacionados à construção. Uma elevação na demanda mundial para alguns equipamentos pode causar gargalo e pressão sobre os preços de equipamentos (por exemplo, no caso das turbinas a gás e eólicas), situação que prevaleceu no período 2005-2008. Por outro lado, a crise financeira de 2009 provocou o cancelamento de programas de energias renováveis (como eólica e solar) nos grandes mercados energéticos da América do Norte e da União Europeia, levando fabricantes de turbinas eólicas, com grande volume de equipamentos em estoque, a direcioná-los a outros mercados, em especial ao Brasil, onde venceram leilões, em 2010, com ofertas abaixo dos padrões da concorrência internacional.

Esse conjunto de variáveis se articula de modo específico a cada fonte e tecnologia de geração, juntamente com as determinações contábeis e financeiras de cada empreendimento, em um fluxo de caixa ao longo do período de vida operacional das usinas e descontados em relação à data de entrada em operação das usinas.

A remuneração aos acionistas integra os riscos e retornos apresentados pela atividade de geração ao longo da vida operacional da usina. A composição dessas duas taxas, ponderadas pela participação de acionistas e financiadores da dívida, constitui a composição ponderada do custo de capital (WACC, na sigla em inglês). Esta taxa, é o valor que remunera os acionistas na proporção de sua participação na estrutura do capital, refletindo o custo de oportunidade do capital próprio estatal e privado.

O LCOE descontado em um fluxo de caixa sob regime de concorrência reflete as condições de concorrência e de competitividade de cada fonte e tecnologia de geração, enquanto no fluxo

de caixa submetido a uma taxa de desconto única a diferenciação entre as fontes não inclui os riscos e se diferencia apenas pelos parâmetros técnicos, como custo de investimento, fator de capacidade, custo do combustível e de operação e manutenção (O&M).

No caso da segunda abordagem (Regime Regulado), variações na taxa de desconto e no custo do combustível têm grande impacto sobre a competitividade das diversas fontes em termos dos custos nivelados. Quando a taxa de desconto é baixa, tecnologias intensivas em capital (mais caras, portanto) e de baixo teor de carbono, como a energia nuclear, são as mais competitivas para a geração na base. Quando a taxa de desconto é elevada, o custo do combustível se torna menos relevante e a geração a carvão sem CCS se torna a mais competitiva.

A definição da taxa de desconto tem importância crucial para a determinação dos custos nivelados de energia elétrica, e diferem, fundamentalmente, em função da realidade econômica em que ocorre a comercialização da energia elétrica. A taxa de remuneração corresponde à remuneração do investimento. Em um regime regulado, a taxa de desconto é determinada pelo governo ou pelo regulador a partir de hipóteses sobre o funcionamento do mercado e o custo de oportunidade do capital. Em um regime de concorrência, a realização de uma usina de geração será submetida às condições de risco e retorno existentes (no mercado de energia elétrica e na atividade econômica do país) no momento do investimento e previsíveis ao longo da vida operacional da usina. Essas condições determinam a estrutura de capital ou proporção entre recursos próprios (acionistas) e recursos de terceiros (financiadores da dívida), bem como a taxa de remuneração de acionistas e financiadores da dívida. O investidor em recursos próprios avalia o risco desse investimento e o compara às oportunidades de investimento existentes no mercado (seu custo de oportunidade), que devem ser inferiores ao benefício que receberá por seu investimento na usina de geração elétrica.

Foram assumidas as seguintes hipóteses para a obtenção dos LCOEs:

Tabela 8: Hipóteses para para a obtenção dos LCOEs

	UNIDADE	HIDRELE-TRICIDADE	GÁS NATURAL	NUCLEAR	CARVÃO	BIOMASSA	EÓLICA	ÓLEO
CUSTO OVERNIGHT	(US\$/kW)	2.000	(*)	(*)	(*)	600	1.800	1.000
VIDA ÚTIL DA USINA	(anos)	40	25	40	40	25	25	25
FATOR DE CAPACIDADE	(%)	55	60	90	68	45	40	26
CUSTOS FIXOS DE O&M	(US\$/kW-ano)	25	15	56	40	25	20	27
CUSTOS VARIÁVEIS DE O&M	(US\$/MWh)	2,30	4,10	4,20	4,00	4,20	1,70	6,50
CUSTO DO COMBUSTÍVEL	(US\$/MMBtu)	n.a.	4	0,72	2,60	10,55	n.a.	13,94

(*) o custo *overnight* de gás natural, nuclear e carvão foi determinado em função das condições de cada cenário
Fonte: FGV Projetos

Hipóteses Relativas ao Custo *Overnight*

Tabela 9: Hipóteses em relação ao Custo *Overnight*

CENÁRIO	GÁS NATURAL	NUCLEAR	CARVÃO
CONTROLE DE MERCADO	1.200	4.210	1.396
RACIONALIDADE ECONÔMICA	1.029	3.708	1.451
AVANÇO INSTITUCIONAL	2.055	3.400	2.280

Fonte: FGV Projetos

Gás Natural

No Cenário Controle de Mercado, a geração elétrica a gás natural é realizada por meio de uma turbina simples (US\$ 1,200/kW), enquanto no Cenário Racionalidade Econômica assume-se que a geração elétrica tem lugar com o recurso a uma turbina a gás com ciclo combinado – CCGT, na sigla em inglês (US\$ 1,029/kW). No Cenário Avanço Institucional, a geração elétrica é feita por meio de uma turbina a gás com ciclo combinado com captura e armazenamento de carbono – CCS (US\$ 2,055/kW).

Geração Nuclear

Os custos *overnight* da geração nuclear têm estado no intervalo compreendido entre US\$ 4,500/kW e US\$ 5,500/kW, o que compromete sua competitividade. Por essa razão, um grande esforço vem sendo despendido nos últimos anos pelos fabricantes de equipamentos e pelas empresas de geração nuclear para estabelecer novas condições de produção (como a padronização e a modularização) e novas condições de resposta às exigências regulatórias (como a obtenção articulada de licenças) com o objetivo de reduzir custos e tempo de construção. No entanto, a mais importante medida para a redução do custo *overnight* da geração nuclear é o arranjo de cadeias de fornecedores certificados de bens e serviços que apresentem elevado desempenho, capazes de atender ao alto padrão de qualidade requerido e entregar, em tempo hábil e de modo eficiente, o conjunto dos insumos e serviços necessários à construção de uma usina nuclear. Este é o desafio a ser enfrentado pelo conjunto da indústria nuclear para tornar a geração nuclear competitiva e ampliar sua participação na matriz elétrica.

Nos três cenários desenvolvidos neste trabalho, considerou-se que a transição na indústria nuclear está em andamento e que a gestão rigorosa e competente das novas cadeias de fornecimento de bens e serviços resultará em redução de custos e de tempo de construção. Essa redução se refere, em especial, à Maturidade do Projeto (resultante do aprendizado obtido após a construção de várias unidades do reator), à Amortização dos Custos Iniciais³⁴ (que podem

³⁴ As primeiras unidades de reatores que são produzidas em série (First-Of-A-Kind-Engineering (FOAKE, na sigla em inglês) incluem custos que podem corresponder a 35% dos custos de construção e que são amortizados nas unidades seguintes.

chegar a 35% dos custos de construção), aos Custos de Proprietário (que correspondem a 20% dos custos de construção) e aos Preços de Insumos e Serviços (em especial de *commodities*, que tiveram peso relevante sobre o aumento no custo de construção de usinas nucleares no período 2003-2008). Nos três cenários, a geração nuclear é realizada por um reator AP1000 (que conta com 8 unidades em construção), considerando as seguintes condições: (1) no Cenário Controle de Mercado, assume-se o custo *overnight* de US\$ 4,210/kW (com base em várias estimativas na literatura recente), enquanto (2) no Cenário Racionalidade Econômica, assume-se uma redução de custo de 12% em itens como Maturidade do Projeto, Amortização dos Custos Iniciais, Custos de Proprietário e Preços de *Commodities*, chegando ao custo *overnight* de US\$ 3,708/kW; no (3) no Cenário Avanço Institucional, o novo ambiente de atração ao investimento privado e os novos regimes de concessão reduzem os riscos e permitem que o custo *overnight* diminua em mais 8%, chegando a US\$ 3,400/kW.

Carvão

No Cenário Controle de Mercado, a geração elétrica a carvão é realizada por usinas elétricas a carvão pulverizado subcrítico (US\$ 1,396/kW), enquanto no Cenário Racionalidade Econômica, tem-se recurso a usinas elétricas a carvão pulverizado supercrítico (US\$ 1,451/kW). No Cenário Avanço Institucional, a geração é feita por usinas elétricas a carvão pulverizado ultrasupercrítico com CCS (US\$ 2,280/kW).

As emissões de dióxido de carbono (CO₂) passarão a ter papel relevante na oferta de geração de energia elétrica ao longo da próxima década, e a cobrança pelas externalidades negativas decorrentes dessas emissões terão consequência substancial para a competitividade das fontes energéticas limpas. As emissões de CO₂ ocorrem durante o processo de geração elétrica a partir de carvão, óleo diesel, óleo combustível e gás natural, de acordo com os seguintes dados:

Uma usina a carvão emite cerca de 1 tonelada de CO₂ por MWh de eletricidade gerada, enquanto uma usina a gás natural emite cerca de 0,39 tonelada de CO₂ por MWh de eletricidade gerada.

Por suas características institucionais, no Cenário Controle de Mercado não haverá cobrança pelas emissões de CO₂.

No Cenário Racionalidade Econômica haverá precificação das externalidades negativas, incluindo o acréscimo no custo de geração das fontes emissoras de CO₂ de US\$ 18.60 por MWh gerado a partir do carvão e do óleo, e de US\$ 7.40 por MWh, gerado a partir do gás natural.

O Cenário Avanço Institucional assume que a geração elétrica a gás natural será realizada por usinas equipadas com turbinas a ciclo combinado, dotadas de CCS, e que a geração elétrica a carvão será produzida por usinas a carvão pulverizado ultrasupercrítico com CCS.

MODELO INTEGRADO DE PROJEÇÕES ENERGÉTICAS

A aplicação do Modelo Integrado de Projeções Energéticas, desenvolvido pela FGV Projetos, teve por objetivo estimar a evolução da matriz elétrica do Brasil ao longo do período 2013-2040, a partir (1) da projeção da demanda de energia elétrica, (2) da análise das condições de expansão da capacidade de geração elétrica e (3) da evolução dos custos nivelados de geração de energia elétrica, no âmbito dos três cenários adotados neste trabalho (Racionalidade Econômica, Controle de Mercado e Avanço Institucional).

A previsão da demanda de energia elétrica considerou premissas em relação ao crescimento econômico e à evolução tecnológica, social, institucional e regulatória dos sistemas de consumo de energia elétrica ao longo do período 2013-2040. A oferta de energia elétrica e a determinação dos custos nivelados de energia elétrica integraram as tendências que se apresentam em relação à evolução tecnológica, econômica e regulatória dos sistemas de geração de energia elétrica no mesmo período.

O desenvolvimento do Modelo Integrado de Projeções Energéticas repousou sobre quatro módulos principais, que compõem o modelo no seu todo.

O primeiro módulo teve como base uma revisão da metodologia de projeção de demanda utilizada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em seu Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2021. Assim, este módulo considera primariamente a evolução da demanda por energia em resposta à evolução da renda. Para a sua adequação ao escopo do presente projeto e integração ao recente modelo, incrementos e alterações metodológicas se mostraram necessárias. A mais destacada se refere ao horizonte de projeção: o modelo da EPE contempla horizontes de 10 anos (médio prazo). Considerado o horizonte de previsão do estudo desenvolvido pela FGV Projetos,

são necessárias estimativas de parâmetros mais condizentes com o longo prazo, determinando o uso de métodos estatísticos diferenciados em relação ao trabalho original para a calibração dos parâmetros do modelo.

O segundo módulo consistiu na estimação da reação da demanda em relação a mudanças nas tarifas. Métodos econométricos de variáveis instrumentais foram empregados para isolar o efeito causal da variação dos preços nos dados históricos. Nas projeções, estas elasticidades-preço modulam a demanda prevista pelo modelo EPE.

Tanto o primeiro como o segundo módulo foram implementados e calibrados para cada subsistema elétrico (Norte, Nordeste, Sudeste-Centro-Oeste, Sul) como para o Brasil. Em função da maior disponibilidade e confiabilidade de dados quantitativos de escopo nacional, o modelo Brasil é utilizado para a interface da demanda com a oferta nos módulos que seguem.

O terceiro módulo se referiu à distribuição da demanda total do sistema elétrico entre as fontes de energia. Este módulo se baseia nas informações de evolução da capacidade e custos levantadas nos estudos de oferta desenvolvidos no presente trabalho para a elaboração de simulações do comportamento do sistema.

Finalmente, o quarto módulo produziu, a partir dos dados de custo por fonte de energia e de utilização das fontes, uma projeção do custo médio da energia no país e da tarifa sob hipóteses diversas de acomodação das flutuações tarifárias no horizonte regulatório. Esta tarifa projetada interage com a demanda através das elasticidades estimadas no segundo módulo, permitindo construir projeções internamente consistentes em termos da demanda gerada pelo crescimento econômico (conforme a lógica dos modelos da EPE) e da capacidade física de acomodação do sistema.

6. UMA NOVA ABORDAGEM PARA A GERAÇÃO NUCLEAR NOS PLANOS REGULATÓRIO E POLÍTICO-INSTITUCIONAL

A energia nuclear costuma ocupar posição residual nos estudos prospectivos relativos à matriz elétrica brasileira planejada para 2030. Essa condição tem como referência o conjunto dos fatores tecnológicos, energéticos, regulatórios e empresariais que definem os critérios de planejamento e gestão do sistema elétrico. Esses fatores têm sido determinantes na justificativa política da atual estrutura da matriz elétrica, com a prioridade dada à hidreletricidade e o caráter complementar da geração térmica. No entanto, essa estrutura de oferta apresenta riscos e limitações que devem acentuar-se ao longo do período 2020-2030 diante do crescimento da demanda e da redução proporcional da capacidade de armazenamento de água do Sistema Interligado Nacional. Essa restrição deverá, de fato, transformar a estrutura da matriz elétrica e ampliar sua diversificação por meio da participação de outras fontes, entre as quais se destaca a geração nuclear que, por suas características econômicas, tecnológicas e energéticas, atende aos fundamentos da política energética que está sendo consolidada em escala global.

recomendamos que:

(...) que a gestão da oferta de energia elétrica seja sustentável, atendendo aos critérios de segurança energética (em termos de confiabilidade), segurança econômica (pelo acesso dos consumidores aos menores custos), segurança ambiental (com a introdução de mecanismos de cobrança e controle das emissões de CO₂).

Os fatores convencionais que reforçam uma maior participação da energia nuclear na matriz elétrica são:

- (1) Reservas substanciais de urânio no país;
- (2) A existência de duas centrais nucleares em funcionamento e uma em construção;
- (3) A mobilização de recursos sociais e financeiros que vem ocorrendo desde a década de 1950 para implantar a tecnologia nuclear no país; e
- (4) A contribuição da energia nuclear para uma estratégia de redução das emissões de carbono.

Há outros fatores relevantes, que ganharão importância ao longo da próxima década com a ampliação da diversidade energética da matriz de energia elétrica e a possibilidade de atender ao crescimento da demanda. Assim, a política energética das próximas décadas deverá ser estruturada em torno de:

- (5) Segurança de fornecimento;
- (6) Segurança econômica; e
- (7) Segurança ambiental.

A disponibilidade da energia nuclear para a geração na base valoriza a diversidade e consolida a segurança de fornecimento. Além disso, com o desenvolvimento de sua capacidade de produção e com a introdução de custos competitivos de geração, a energia nuclear fortalece a segurança

econômica. As vantagens ambientais da geração nuclear, em relação à emissão de gases de efeito estufa, e a inclusão de externalidades resultantes da geração por combustíveis fósseis poderão ampliar sua contribuição para a segurança ambiental.

No Brasil, a capacidade instalada de geração nuclear é de 2.007 MW (1,7% do total do país) a partir dos dois reatores PWR de Angra 1 (657 MW), em operação desde 1985, e Angra 2 (1.350 MW), em operação desde 2001. O reator de Angra 3 (1.435 MW) está sendo construído ao longo do período 2010-2016. Apesar do grande potencial, contando com reservas substanciais de urânio (309.000 toneladas e estimadas 800.000 toneladas), a contribuição de energia nuclear no Brasil ainda é limitada, tendo sido de 15.659 GWh (3,2%) em 2011, em acréscimo de 7,9% em relação a 2010.

A energia nuclear atende a critérios fundamentais de gestão do sistema elétrico do país. Com um fator de capacidade da ordem de 85% (tendo sido de 60% há 20 anos), a energia nuclear pode compor a oferta de geração de base confiável, especialmente diante das restrições que se colocam à expansão da energia hidrelétrica. Essa qualidade se traduz em segurança de fornecimento, uma vez que as novas renováveis (eólica, pequenas centrais hidrelétricas-PCHs, biomassa e solar) são fontes complementares, sendo intermitentes (eólica e solar) ou sazonais (biomassa). Além disso, podendo ser instalada próximo aos centros de consumo, há uma vantagem locacional para a geração nuclear, que se traduz pela redução do uso do sistema de transmissão e das perdas.

Os custos de produção correspondem de 30% a 40% da receita. O urânio tem custo bastante competitivo com outras fontes térmicas, como o carvão (4 vezes mais caro) e o gás natural (7 vezes mais caro). Além disso, o custo do urânio no custo total da geração nuclear é inferior a 4%, o que se traduz por uma proteção contra a volatilidade, contrariamente ao que ocorre, por exemplo, no caso do gás natural.



AS ETAPAS DA GERAÇÃO NUCLEAR

A obtenção da geração nuclear inclui uma sequência de atividades, que podem ser consideradas como elos no processo de construção e de operação de uma usina nuclear. A consideração de cada etapa permite evidenciar as condições necessárias à implementação de cada fase.

Quadro geral das etapas da geração nuclear:

- Análise da evolução do mercado
- Seleção do sítio
- Formação da estrutura de capital
- Financiamento
- Licenciamento
- Construção
- Operação
- Combustível
- Armazenamento do combustível utilizado
- Descomissionamento

ANÁLISE DA EVOLUÇÃO DO MERCADO

Esta etapa inicial determina a evolução previsível da demanda e da oferta de energia elétrica ao longo de 50 anos, período que inclui (1) a fase preliminar à construção da usina, (2) a construção da usina, e (3) a vida útil da usina.

Cabe assinalar que a vida útil das usinas de Geração III+ está sendo projetada para 60 anos. Em condições normais, a fase preliminar, que envolve o licenciamento ambiental, de construção e de operação pode durar até 4 anos. O período estimado para a construção de Angra 3 é de

66 meses. Usinas APR-1400 da Coreia do Sul destinadas à exportação têm prazo estimado de construção de 40 meses em razão de aplicação da construção modular.

SELEÇÃO DO SÍTIO

A seleção do sítio é a primeira fase para a viabilização empresarial de uma central nuclear (formada por um conjunto de usinas) e tem lugar durante um período de dois anos. No Brasil, a escolha do sítio segue a legislação existente e o processo regulatório estabelecido pela Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN). Os estudos para a seleção do sítio têm por base princípios estabelecidos pela AIEA e pelo Electric Power Research Institute - EPRI, que consideram aspectos geográficos, demográficos, meteorológicos, hidrológicos, geológicos, sísmológicos e geotécnicos dos locais potenciais candidatos à instalação da central. Atenção especial é dada ao envolvimento da população nesse processo.

FORMAÇÃO DA ESTRUTURA DE CAPITAL

A formação da estrutura de capital para a construção de uma usina nuclear é uma etapa crucial para garantir sua viabilidade econômica e inclui a determinação da proporção de (1) recursos próprios (*equity*) dos acionistas da concessionária da usina (seja uma empresa elétrica, seja um consórcio que reúna um conjunto de participantes privados), e (2) recursos de terceiros (dívida), bem como a definição da taxa de retorno dos acionistas da concessionária da usina.

FINANCIAMENTO

Esta etapa determina a obtenção dos recursos financeiros necessários para a construção da usina, que podem ser obtidos no mercado financeiro por meio de emissão de instrumentos apropriados ou por empréstimo junto a instituições financeiras.

LICENCIAMENTO

O processo de licenciamento de uma usina nuclear envolve, de modo geral (1) licenciamento ambiental, (2) licença de construção, e (3) licença de operação.

No Brasil, o licenciamento ambiental é emitido pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis (Ibama) e tem início com a obtenção da Licença Prévia (LP), que aprova sua localização e concepção, estabelecendo os requisitos básicos e condições a serem atendidos nas fases de implementação de usina. Na sequência, é emitida a Licença de Instalação (LI), que autoriza a instalação da usina. A fase seguinte é a emissão da Licença de Operação (LO), que autoriza a operação da usina. Para ter validade, a licença ambiental deve ser acompanhada da realização de uma audiência pública.

O licenciamento nuclear é emitido pela Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN) e compreende (1) Aprovação do local, (2) Licença de Construção (total ou parcial), e (3) Autorização para Utilização de Materiais Nucleares (AUMAN), Autorização para Operação Inicial (AOI) e Autorização para Operação Permanente (AOP).

CONSTRUÇÃO

A construção de uma usina nuclear inclui (1) o custo da área na qual será implantada a usina, (2) insumos para a construção da usina, como cobre, aço e concreto, (3) trabalho de engenharia e de montagem da usina.

OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO

A operação de uma usina nuclear resulta da atividade dos empregados envolvidos em seu funcionamento e manutenção, dos serviços administrativos especializados, bem como da utilização dos insumos necessários, como água, gases industriais, equipamentos especiais, entre outros.

COMBUSTÍVEL

O combustível de uma usina nuclear é fabricado a partir de um conjunto de atividades que integram o Ciclo do Combustível, que tem início com a mineração do urânio, seguido pelo processo de enriquecimento e da fabricação do combustível que será inserido na usina nuclear.

ARMAZENAMENTO DOS REJEITOS NUCLEARES

Depois de utilizado, o combustível pode ser armazenado em função do nível de radioatividade apresentado. O combustível utilizado pode também ser reprocessado (o que acontece na Europa, Rússia e Japão), o que permite a reutilização de parte de seus componentes, enquanto o restante é armazenado em locais distintos, separados em função de sua radioatividade. Há grande sensibilidade e controvérsia em relação ao tema. No Brasil, o combustível utilizado está sendo armazenado na própria central nuclear de Angra.

DESCOMISSIONAMENTO

O descomissionamento corresponde a ações administrativas e técnicas destinadas a remover alguns ou a totalidade dos controles regulatórios de uma instalação nuclear, incluindo o fechamento, descontaminação e desmantelamento, demolição e limpeza do sítio. O custo do descomissionamento de cada usina nuclear é contabilizado pela empresa geradora, dividido em parcelas anuais ao longo da vida útil da usina e alimentando uma reserva de fundos mantida com essa finalidade.

A utilização de material nuclear é objeto de ampla regulação no Brasil, independentemente de sua funcionalidade. Sua exploração no âmbito da atividade econômica, para uso em setores médico, agrícola e industrial, se sujeita, quase que preponderantemente, a regime de monopólio estatal.³⁵

O reconhecimento da energia nuclear como elemento integrante de serviço de energia elétrica avoca sua sujeição a outros dispositivos constitucionais e legais, caso do art. 21, XII, b, da Constituição, e das Leis n. 9.074/95 e n. 9.427/96. A caracterização da energia elétrica de matriz nuclear como serviço público, titularizado pelo Estado, importa na possibilidade de sua concessão ao particular. A geração de energia nuclear é enquadrada como serviço público, seguindo, portanto, a nota característica do serviço público, que é a possibilidade de o Estado promover a sua delegação ao setor privado, mediante concessão, autorização e permissão.

Afastam-se, portanto, interpretações que buscam sujeitar a produção e comercialização de energia nuclear a regime de monopólio estatal. Não há, contudo, um marco regulatório especializado sobre o regime de concessão de energia nuclear, situação que conduz a contexto de incerteza quanto à viabilidade jurídica da participação do setor privado na construção e operação de usinas nucleares.³⁶

O que existe são marcos normativos esparsos, que demandam uma construção sistemática para resultar na – juridicamente possível – participação do setor privado na construção e operação de usinas nucleares. Três são as legislações que conformam a base normativa para a participação do setor privado na construção e operação de usinas nucleares: i) Lei n. 6.189/74, com redação dada pela Lei n. 7.781/89; ii) Lei n. 9.074/94 e iii) Lei n. 9.427.

No contexto energético, a utilização do material nuclear, para fins de geração de energia nuclear – pelas usinas nucleares – é objeto de atenção de duas instâncias regulatórias, a Comissão Nacional de Energia Nuclear – CNEN e a Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel. Enquanto a primeira, regida pela Lei n. 6.189/74, dispõe inclusive sobre a instalação e funcionamento das usinas nucleoeletricas; a segunda, regida pelas Leis n. 9.074/95 e n. 9.427/96, disciplina especificamente o serviço de energia elétrica, estabelecendo um regime jurídico mais amplo que se aplica, inclusive, à geração de energia nucleoeletrica.³⁷

É a Lei n. 6.189/74 que se reporta à possibilidade de autorização para construção e operação de usinas nucleares pelas concessionárias de serviços de energia elétrica e pela Eletrobras (acrécimo

³⁵ A Constituição se reporta ao monopólio estatal sobre a pesquisa, a lavra, o enriquecimento e reprocessamento, industrialização e comércio de minérios nucleares e seus derivados (cf. art. 21, XXIII), o qual pode ser flexibilizado em alguns casos, discriminados expressamente, em regime de permissão (cf. art. 21, XXIII, b e c, e art. 177, V, ambos da Constituição).

³⁶ A Lei n. 6.189/74, com redação dada pela Lei 7.781/89, é uma legislação referente ao material nuclear e aos múltiplos usos deste pela sociedade, seja no processo industrial e de produção – atividade econômica – seja, também, no âmbito da geração de energia elétrica. Não se trata, portanto, de uma legislação especializada no tema da geração de energia nuclear.

³⁷ Sempre que se pretendeu excluir a matriz nucleoeletrica, o fez-se de maneira explícita, como é o caso do art. 7o, parágrafo único, da Lei n. 9.074/95, que exclui a usina nucleoeletrica do conceito de termoeletrica.

promovido pela Lei n. 7.781/89). Embora a única concessionária atuante no Brasil na matriz de energia nuclear seja a Eletrobras Eletronuclear, empresa estatal criada a partir da alteração promovida ao estatuto social da Nuclen, pelo Decreto de 23 de dezembro de 1997, constata-se que o setor privado também está autorizado a atuar no segmento de geração de energia nuclear.

Há, contudo, um importante requisito a ser preenchido pelo agente privado: sua configuração prévia como concessionária de serviço de energia elétrica. Tem-se, nesta etapa em especial, a aplicação da Lei n. 9.074/95 e Lei n. 9.427/96, tornando-se necessária a participação da Aneel, a quem compete, nos termos da Lei n. 9.427/96, art. 3o, II, promover os procedimentos licitatórios para a contratação de concessionárias e permissionárias de serviço público para produção, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Sob a Lei n. 9.074/95, tem-se inclusive a possibilidade de os interessados em construir e operar usinas nucleares constituírem consórcios. O art. 21 inclusive é de especial interesse ao contexto da Eletrobras Eletronuclear, na medida em que permite que ela, enquanto concessionária, figure como empresa líder, se associando a terceiros que contribuiriam para a viabilização da instalação e operação de usina nuclear.

Conclui-se, portanto, pela funcionalidade do contexto normativo atual, capaz de servir como base suficiente para operacionalizar as primeiras autorizações de construção e operação de usinas nucleares. Recomenda-se, porém, que ato normativo específico sistematize a forma de participação do setor privado. e como esta será operacionalizada no âmbito da energia nuclear. O ato normativo pode assumir três feições jurídicas.

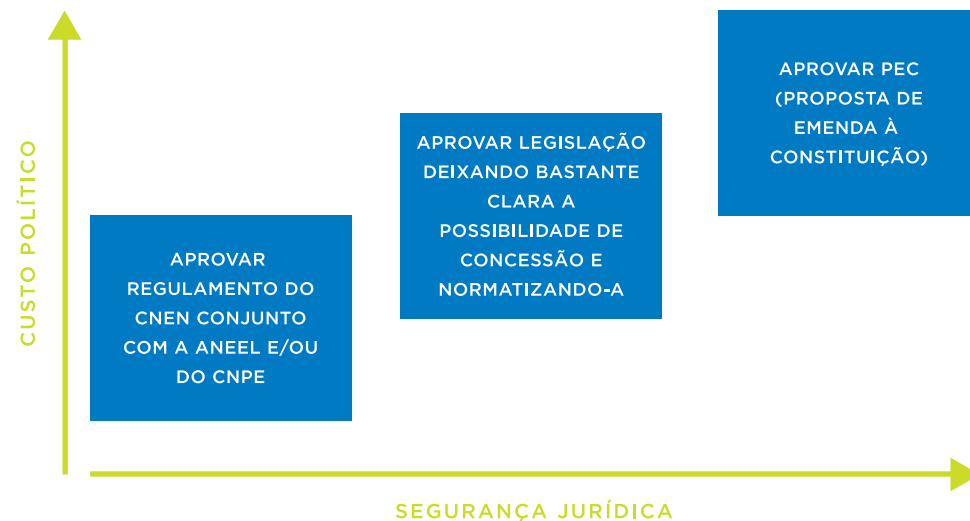
A primeira configuração seria a de Resolução da CNEN e da Aneel, menos onerosas politicamente, mas que prescindiria de maior robustez, em termos de segurança jurídica, dada a sua sujeição a dois estratos hierárquicos normativos superiores (Lei e Constituição). O êxito desta alternativa está condicionada à construção interpretativa que identifique tanto no plano constitucional como no legal uma autorização para a “explicitação” via Resolução. Esta alternativa apresenta relativo risco jurídico e baixo “custo” político.

A segunda configuração assume a feição de Lei Ordinária, comportando a criação de novo marco legal, específico às concessões envolvendo energia nuclear, ou a alteração pontual da Lei n. 9.074/95, que passaria a explicitar o segmento de energia nuclear em seu capítulo sobre energia elétrica. Referida alternativa apresenta baixo risco jurídico (dada a sujeição da Lei à Constituição) e médio custo político.

Por fim, enquanto terceira configuração, o ato normativo pode assumir natureza constitucional, cabendo a Proposta de Emenda Constitucional explicitar no art. 21, XII, b, ou art. 21, XXIII, a

possibilidade de concessão, pela União, da geração de energia nuclear. Esta configuração apresenta o menor risco jurídico e o mais alto custo político (uma vez que o processo de emendamento constitucional é mais rigoroso que o processo legislativo ordinário).

Figura 5: Cenários Institucionais



É importante destacar que os três cenários implicam em riscos referentes à solução jurídico-normativa eventualmente adotada. Mesmo a opção pela explicitação constitucional não se encontra imune ao questionamento jurídico.

Em especial, merece atenção questão envolvendo o art. 225, §6o, da Constituição do Brasil. Segundo a redação deste artigo, “[a]s usinas que operem com reator nuclear deverão ter sua localização definida em lei federal, sem o que não poderão ser instaladas”.

A leitura deste dispositivo pode conduzir à segunda configuração, quanto à necessidade de lei para efetivar a participação do setor privado na geração de energia, de matriz nuclear. O raciocínio é linear: a mesma lei que autorizaria a participação do setor privado já enfrentaria a questão da definição da localização das usinas nucleares. Trata-se de uma alternativa interessante, mas caracterizada por um esforço político maior.

Observa-se, sem julgamento nesse trabalho, que há tese jurídica capaz de afastar interpretação restritiva – lei específica para cada sítio em que se instalaria reator nuclear – passível de ser atribuída ao dispositivo constitucional em questão. A tese tem como argumento central a existência de lei federal que já atribui à CNEN a competência para estabelecer normas

referentes às instalações nucleares. Trata-se da Lei n. 6.189/74, que atribuiu a competência, à CNEN, para expedir normas, licenças e autorizações relativas a instalações nucleares (art. 2o, IX, a, cf. redação dada pela Lei n. 7.781, de 27 de junho de 1989). É com base neste dispositivo – o qual reflete uma autorização do Congresso Nacional – que a CNEN vem tratando da questão dos sítios adequados à instalação de reatores nucleares, tendo, inclusive, aberto consulta pública, encerrada em 11/04/2013, referente a Projeto de Norma Nuclear cuja temática é “Aprovação do Local para Usinas Nucleoelétricas”³⁸, embora já haja resolução sobre o temário – CNEN-NE-1.04 (Licenciamento de Instalações Nucleares)³⁹.

Referida delegação à CNEN, aliás, não está desprovida de controle legislativo, na medida em que o art. 49 da Constituição atribui ao Congresso Nacional as competências para sustar os atos normativos do Poder Executivo que exorbitem do poder regulamentar ou dos limites de delegação legislativa (cf. art. 49, V) e aprovar iniciativas do Poder Executivo referentes a atividades nucleares (cf. art. 49, XIV).

Partindo-se, agora, para aspecto mais operacional, a participação da Eletronuclear em eventuais consórcios, inclusive como empresa líder, é recomendável, em uma análise preliminar, por uma série de fatores.

A primeira reside no fato de o Poder Público reforçar a sua presença em setor sensível, seja em termos ambientais, seja por questões de segurança nacional. Analogamente, ter-se-ia como exemplo os debates envolvidos na regulação de aquisição de terras rurais por estrangeiros, em que há propostas como o PL n. 4.059/2012⁴⁰, no qual a aquisição de terras com mais de 5 hectares somente seria autorizada a Sociedade de Propósito Específico - SPE, da qual o Governo faria parte, detendo poder de veto (*golden share*) em algumas decisões.

A segunda razão que justificaria a participação da Eletronuclear em consórcio de empresas concessionárias autorizadas a operar e explorar usina nucleoeletrica reside no fato de o art. 10 da Lei n. 6.189/74 ter sido objeto de regulamentação, mais precisamente pelo Decreto-Lei n. 1.810/80, o qual condicionava a autorização para construção e operação de usina nuclear, pela concessionária, à contratação da Nuclebrás ou controlada para o fornecimento de todos os serviços de engenharia, equipamentos e materiais necessários à construção, à montagem e ao comissionamento da usina (cf. art. 3o).

É importante destacar que referido ato normativo permanece em vigor, uma vez que o Decreto-lei n. 2.464/88, que o teria revogado, foi rejeitado pelo Ato Declaratório de 14 de junho de 1989. Como a Eletronuclear figura como sucessora da Nuclen, controlada da Nuclebras, pode-

³⁸ www.cnen.gov.br/seguranca/normas/cons-pub/103-Projeto-de-Norma.pdf

³⁹ www.cnen.gov.br/seguranca/normas/pdf/Nrm104.pdf

se entender que sua presença atenderia automaticamente o requisito imposto à eventual concessionária pelo art. 3º do DL n. 1.810/80, eliminando incertezas decorrentes de sua vigência ou não.

Portanto, a presença da Eletronuclear em eventuais consórcios vocacionados à geração de energia nuclear certamente reduziria o custo político e as incertezas jurídicas subjacentes à participação do setor privado na geração de energia nuclear. É possível, aliás, tornar obrigatória esta participação da Eletronuclear, adotando-se o modelo das Sociedades de Propósito Específico - SPEs, figura jurídica instituída pela Lei de PPPs - Lei n. 11.079/2004, e que inclusive foi estendida ao setor de geração de energia elétrica pela Lei n. 11.488, em seu art. 26, no contexto do Programa de Incentivos de Fontes Alternativas de Energia Elétrica - Proinfa.

Esta questão, porém, está a merecer uma análise mais robusta quanto à viabilidade jurídica desta modelagem e ao seu estado da arte no cenário energético-institucional nacional.

MODELO DE NEGÓCIO PARA A CONSTRUÇÃO DE USINAS NUCLEARES

Um dos principais obstáculos ao desenvolvimento da geração nuclear tem sido de ordem econômica. A implantação de usinas nucleares envolve riscos financeiros elevados que restringem sua competitividade. O custo de construção de uma usina nuclear e o custo do financiamento são os principais componentes do custo da geração elétrica nuclear. O tempo de construção de uma usina nuclear pode ser de 5 a 6 anos, mas a Coreia do Sul anuncia que usinas APR-1400 destinadas à exportação terão construção modular e prazo de construção reduzido a 40 meses. O período de construção tem impacto financeiro, em razão dos juros que incidem sobre o capital investido durante a construção. Nos Estados Unidos, por exemplo, na década de 1980 e início da década de 1990, longos atrasos nos cronogramas de construção associados a aumentos nas taxas de juros elevaram os custos financeiros.

Além disso, a variação no preço de insumos e equipamentos utilizados na construção de usinas nucleares pode onerar substancialmente o investimento, a exemplo do que ocorreu entre 2004 e 2008, quando o custo de investimento de uma usina nuclear cresceu a uma taxa de 15% ao ano. Novas determinações e exigências regulatórias também resultaram em aumentos de custo. O peso desses fatores se traduz em riscos que incidem sobre o custo financeiro,

O grande desafio para a indústria nuclear se coloca na redução do custo de construção em um modelo de negócio que integre os seguintes critérios:

- (1) Padronização dos desenhos de usina;
- (2) Licenciamentos articulados; e
- (3) Redução do cronograma de construção.

Nesse modelo de negócio, haverá uma gestão flexível e independente de cada etapa do processo de implantação de usinas nucleares no Brasil. Cada etapa deve ser objeto de uma análise econômica, determinando as questões de incerteza e risco que sejam administráveis. A gestão financeira a cada etapa implica em uma nova estratégia de gestão de risco. A cada etapa, a necessidade de capital será associada a um nível de risco.

Componente estratégico no novo modelo de negócio, a participação de investidores privados na geração nuclear tornará viável a ampliação de recursos financeiros para a construção de usinas. Um dos mecanismos para atingir esse objetivo é a organização de consórcios incluindo, entre outros, grandes consumidores de energia, empresas distribuidoras e instituições financeiras, que se tornariam proprietários de parcelas da capacidade de geração de uma usina. Contratos de compra de energia de longo prazo serão um suporte para o financiamento da usina e redução do risco financeiro envolvido.

FORMAÇÃO DE CONSÓRCIOS

Grandes consumidores de energia são um componente relevante no novo modelo, seja (1) porque detêm uma participação na estrutura de capital da usina ou (2) porque compram a energia comercializada pelos proprietários da usina. A estrutura de capital envolve um consórcio formado por participantes interessados no uso e na venda da energia gerada pela usina nuclear - grandes consumidores industriais, empresas de geração de energia elétrica, empresas de comercialização de energia elétrica, empresas fabricantes de equipamentos para a indústria nuclear - que proverão os recursos financeiros necessários como parte de sua estratégia de abastecimento e desenvolvimento da capacidade instalada de energia elétrica, tornando-se coproprietários da usina.

REDUÇÃO DOS RISCOS ENVOLVIDOS

A solução de incertezas pode ser obtida por meio de uma estratégia inovadora de gestão de risco em matéria de (1) custos relacionados aos contratos de construção de obras de grande porte, (2) preços de energia elétrica, (3) atrasos durante a construção, (4) fator de capacidade, (5) Operação e Manutenção e (6) custos de autorização combinada de etapas relevantes do processo de implantação de uma usina (e.g., construção, licença ambiental, licença de operação).

⁴⁰ www.camara.gov.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=548018

A promoção junto à comunidade local dos benefícios decorrentes da implantação da central nuclear (e.g., melhorias na infraestrutura local) poderá reduzir eventuais atrasos (e os custos financeiros resultantes) na construção.

FINANCIAMENTO

O novo modelo deverá contemplar uma estratégia de financiamento progressiva, realizada por etapas, que considere o investimento em cada fase do projeto e sua realização independente ao longo do tempo.

CONTRATOS DE COMERCIALIZAÇÃO DA ENERGIA GERADA

A realização de contratos de longo prazo de comercialização da energia gerada permite garantir receita para o projeto e, ao mesmo tempo, garantir as necessidades energéticas de grandes consumidores, que podem ser ou não participantes do consórcio.

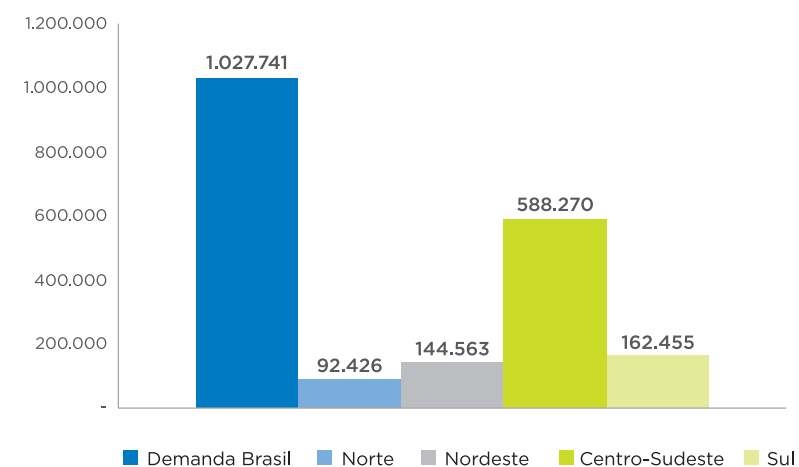




7. RESULTADOS

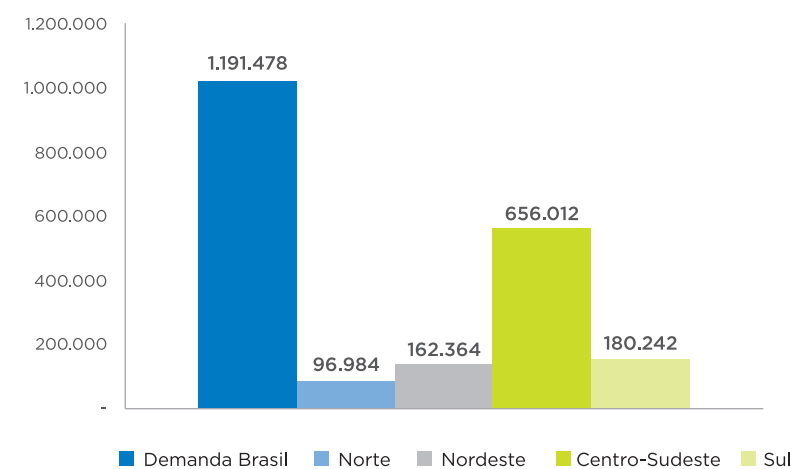
No cenário Controle de Mercado, estima-se que a demanda de energia elétrica no Brasil será de 1.027.741 GWh em 2040, com a distribuição pelos subsistemas evidenciada no gráfico a seguir:

Gráfico 2: Demanda de Energia Elétrica - Controle de Mercado (2040)



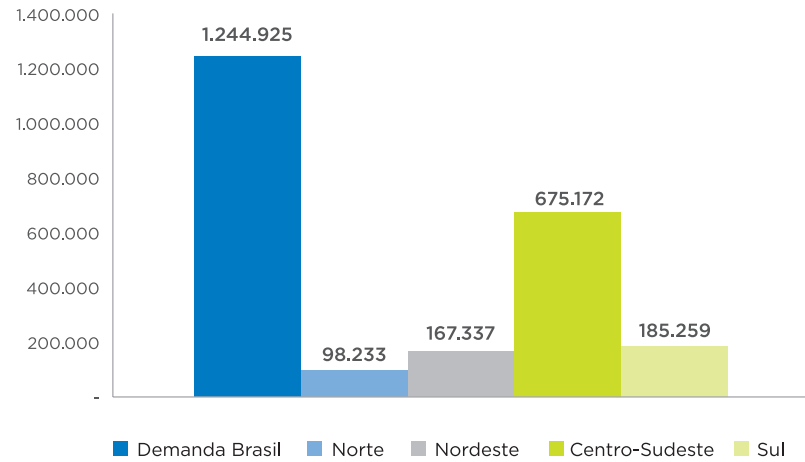
No cenário Racionalidade Econômica, a demanda de energia elétrica será de 1.191.478 GWh, em 2040, com a distribuição pelos subsistemas evidenciada no gráfico a seguir:

Gráfico 3: Demanda de Energia Elétrica - Racionalidade Econômica (2040)



No cenário Avanço Institucional, estima-se que a demanda de energia elétrica no Brasil será de 1.244.925 GWh, em 2040, com a distribuição pelos subsistemas evidenciada no gráfico a seguir:

Gráfico 4: Demanda de Energia Elétrica - Avanço Institucional (2040)



O modelo construído para determinar os custos nivelados de energia elétrica produziu os resultados apresentados, por cenário, para três situações: Regime de Concorrência (TIR Real), Regime Regulado (TIR a 7%) e Regime Regulado (TIR a 10%). Na sequência, avaliando a competitividade de cada fonte, a partir dos custos nivelados de energia elétrica, foi possível projetar, para cada cenário, a Matriz Elétrica em 2040.

MODELO EM REGIME DE CONCORRÊNCIA - TIR REAL⁴¹

Tabela 10: Custos Nivelados de Energia Elétrica

FONTE	CONTROLE DE MERCADO	RACIONALIDADE ECONÔMICA	AVANÇO INSTITUCIONAL
	(US\$/MWh)		
HIDRELETRICIDADE	42,63	52,60	53,91
GÁS NATURAL	45,15	51,13	62,47
NUCLEAR	62,47	64,60	63,52
CARVÃO	48,44	71,68	67,15
BIOMASSA	71,64	68,47	64,99
EÓLICA	74,90	66,88	60,66
ÓLEO	118,71	134,90	135,72

Fonte: FGV Projetos

Gráfico 5: Controle de Mercado

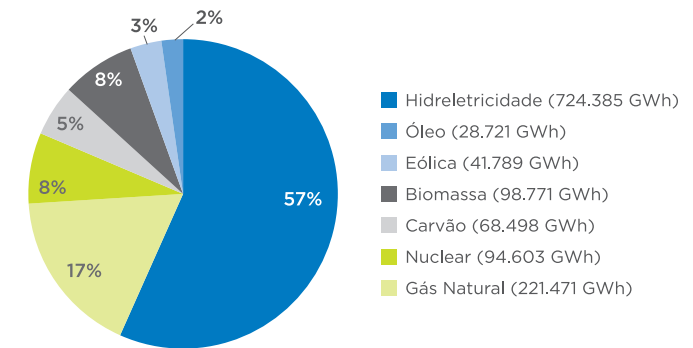


Gráfico 6: Racionalidade Econômica

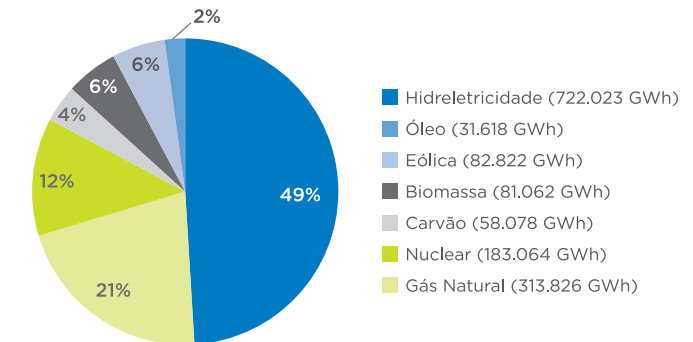
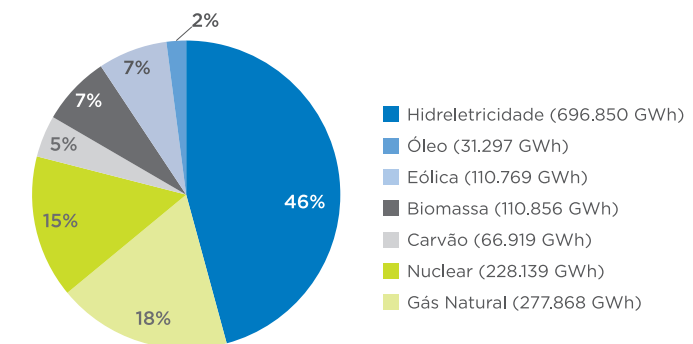


Gráfico 7: Avanço Institucional



⁴¹ Taxa Interna de Retorno determinada, nas condições de mercado, para cada tecnologia de geração.

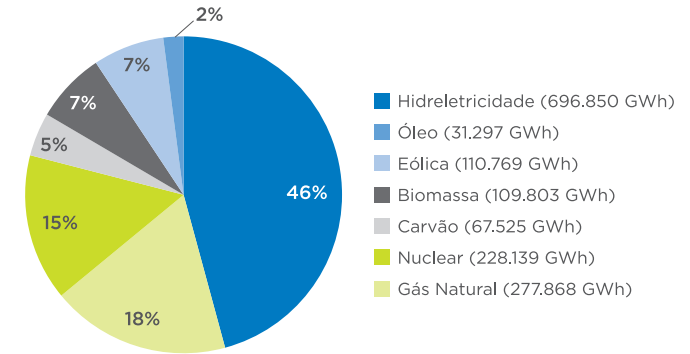
MODELO EM REGIME REGULADO - TIR A 7%

Tabela 11: Custos Nivelados de Energia Elétrica

FONTE	CONTROLE DE MERCADO	RACIONALIDADE ECONÔMICA	AVANÇO INSTITUCIONAL
(2012 US\$)	(US\$/MWh)		
HIDRELETRICIDADE	46,81	52,55	53,52
GÁS NATURAL	46,72	50,62	62,15
NUCLEAR	72,76	68,91	63,47
CARVÃO	44,77	68,72	66,07
BIOMASSA	67,03	66,47	64,66
EÓLICA	59,81	59,72	59,54
ÓLEO	126,43	141,16	137,71

Fonte: FGV Projetos

Gráfico 10: Avanço Institucional



MODELO EM REGIME REGULADO - TIR A 10%

Tabela 12: Custos Nivelados de Energia Elétrica

FONTE	CONTROLE DE MERCADO	RACIONALIDADE ECONÔMICA	AVANÇO INSTITUCIONAL
(2012 US\$)	(US\$/MWh)		
HIDRELETRICIDADE	59,92	66,92	67,60
GÁS NATURAL	53,45	55,00	70,71
NUCLEAR	89,18	83,56	76,71
CARVÃO	50,41	74,54	75,10
BIOMASSA	70,32	69,80	68,09
EÓLICA	70,49	70,40	70,23
ÓLEO	139,22	154,60	151,72

Fonte: FGV Projetos

Gráfico 8: Controle de Mercado

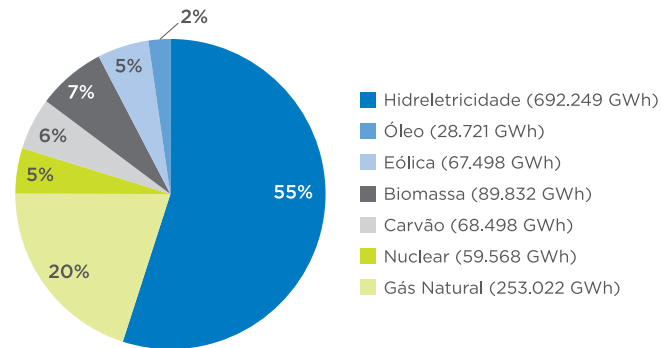


Gráfico 9: Racionalidade Econômica

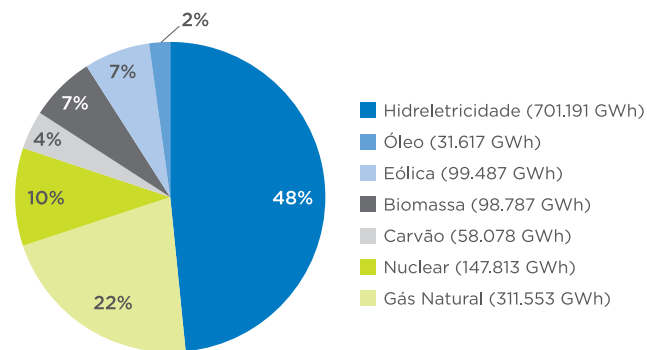


Gráfico 11: Controle de Mercado

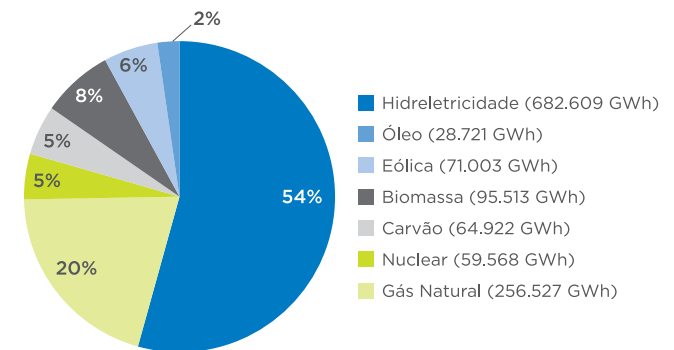


Gráfico 12: Racionalidade Econômica

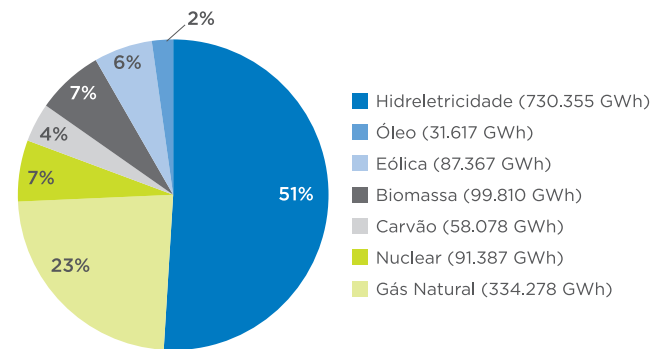
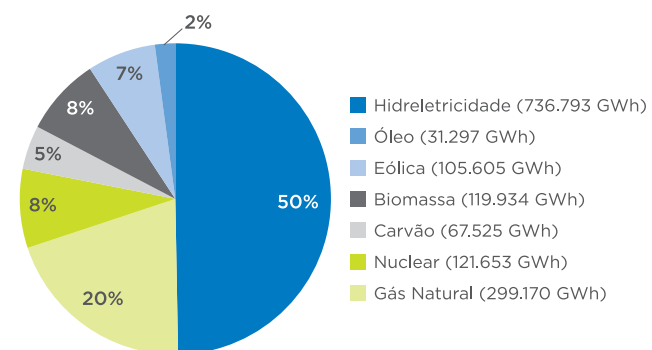


Gráfico 13: Avanço Institucional



8. RECOMENDAÇÕES

O desenvolvimento e os resultados apresentados por esse trabalho nos levam a propor o seguinte conjunto de recomendações.

Recomendamos:

- Que a política energética brasileira promova a diversificação da matriz elétrica, valorizando a distribuição equilibrada da oferta entre as diversas fontes energéticas que podem ser geradas no país, buscando minimizar o risco de dependência física e/ou climática;

- Que a política energética brasileira tenha uma estratégia de longo prazo, com objetivos explicitados em matéria de oferta e demanda de energia elétrica, que sirvam como referência e indicação das oportunidades de investimento, permitindo que investidores privados possam planejar com maior segurança o desenvolvimento de projetos de médio e longo prazo;
- A diversificação da matriz elétrica a custos competitivos, incluindo a construção de centrais nucleares no processo de expansão da geração de energia elétrica em função das inovações introduzidas pela Geração III+ de reatores nucleares em matéria de segurança e desempenho operacional;
- A participação do setor privado, como concessionário de energia elétrica, na construção, gestão e operação das centrais nucleares do país;
- A racionalização dos processos de licenciamento da construção e operação de usinas nucleares para que contribuam à redução dos riscos no quadro de um cronograma rigoroso;
- Que sejam avaliados mecanismos de precificação pelas emissões de dióxido de carbono (CO₂) resultantes da energia gerada por carvão, gás natural, óleo diesel e óleo combustível;
- Que a gestão da oferta de energia elétrica seja sustentável, atendendo aos critérios de segurança energética, segurança econômica e segurança ambiental
- A utilização dos custos nivelados de energia elétrica como critério para a expansão da geração de energia elétrica, em especial na determinação do preço máximo nos leilões e para as escolhas a serem aplicadas no planejamento da matriz elétrica de longo prazo; e
- O reconhecimento de externalidades positivas, em especial a não-emissão de gases de efeito estufa no processo de geração de energia elétrica e geração de benefícios econômicos e sociais, entre os critérios que determinam a escolha de fontes energéticas para a expansão da oferta de energia elétrica.

