

ENERGIA ELÉTRICA E INOVAÇÕES ENERGÉTICAS

JULHO 2011

ANO 1

Nº 1



ENERGIA ELÉTRICA E INOVAÇÕES ENERGÉTICAS

JULHO 2011

ANO 1

Nº 1

FICHA TÉCNICA

FGV PROJETOS

Diretoria

Diretor Executivo

Cesar Cunha Campos

Diretor Técnico

Ricardo Simonsen

Diretor de Controle

Antônio Carlos Kfourir Aidar

Vice-Diretor de Projetos

Francisco Eduardo Torres de Sá

Vice-Diretor de Estratégia e Mercado

Sidnei Gonzalez

Coordenação e Redação

Otavio Mielnik

Equipe de Produção

Coordenação

Melina Bandeira

Assessoria

Eduarda Moura | Manuela Fantinato | Teresa Borges

Projeto Gráfico

Maria João Pessoa Macedo | Patricia Werner

Banco de Imagens

www.shutterstock.com

Impressão

Tiragem: 200 exemplares

FUNDAÇÃO GETULIO VARGAS



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.

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

Primeiro Presidente Fundador

Luiz Simões Lopes

Presidente

Carlos Ivan Simonsen Leal

Vice-Presidentes

Sergio Franklin Quintella, Francisco Oswaldo Neves Dornelles e Marcos Cintra Cavalcante de Albuquerque

Conselho Diretor

Presidente

Carlos Ivan Simonsen Leal

Vice-Presidentes

Sergio Franklin Quintella, Francisco Oswaldo Neves Dornelles e 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 Correa Júnior, Marcílio Marques Moreira e Roberto Paulo Cezar de Andrade

Suplentes

Alfredo Américo de Souza Rangel, Antonio Monteiro de Castro Filho, Cristiano Buarque Franco Neto, Eduardo Baptista Vianna, Jacob Palis Júnior, José Ermírio de Moraes Neto, José Julio de Almeida Senna, Marcelo José Basílio de Souza Marinho e Nestor Jost.

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, Celso Batalha (Publicis Brasil Comunicação Ltda), Dante Letti (Souza Cruz S/A), Edmundo Penna Barbosa da Silva, Heitor Chagas de Oliveira, Hélio Ribeiro Duarte (HSBC Investment Bank Brasil S.A - Banco de Investimento), Jorge Gerdau Johannpeter (Gerdau S.A), Lázaro de Mello Brandão (Banco Bradesco S.A), Luiz Chor (Chozil Engenharia Ltda), Marcelo Serfaty, Marcio João de Andrade Fortes, Mauro Sérgio da Silva Cabral (IRB-Brasil Resseguros S.A), Raul Calfat (Votorantim Participações S.A), Romeo de Figueiredo Temporal (Estado da Bahia), Ronaldo Mendonça Vilela (Sindicato das Empresas de Seguros Privados, de Capitalização e de Resseguros no Estado do Rio de Janeiro e do Espírito Santo) e Sérgio Ribeiro da Costa Werlang.

Suplentes

Aldo Floris, Brascan Brasil Ltda, Gilberto Duarte Prado, Luiz Roberto Nascimento Silva, 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), Pedro Aguiar de Freitas (Cia. Vale do Rio Doce), Pedro Henrique Mariani Bittencourt (Banco BBM S.A), Rui Barreto (Café Solúvel Brasília S.A) e Sérgio Lins Andrade (Andrade Gutierrez S.A).

Esta publicação é de responsabilidade do autor e não reflete, necessariamente, a opinião da FGV

APRESENTAÇÃO

O desenvolvimento do setor elétrico é um dos grandes desafios das duas próximas décadas. O crescimento da atividade econômica no Brasil, aliado à ampliação de seu sistema produtivo e à integração de novos consumidores, requer uma estratégia capaz de articular as diversas fontes de geração de energia elétrica com a segurança de seu fornecimento. Ao mesmo tempo, a incidência crescente de restrições econômicas, ambientais e geopolíticas, em escala nacional e global, deve consolidar a implantação de novos padrões de produção e de uso da energia, por meio de inovações orientadas à sustentabilidade, eficiência e segurança de fornecimento de energia.

Este novo estudo da FGV Projetos, unidade de extensão de ensino e pesquisa da Fundação Getúlio Vargas, tem o objetivo de apresentar uma visão aprofundada sobre o setor elétrico a partir de dois temas: Energia Elétrica e Inovações Energéticas. Elaborada pelo nosso especialista Otavio Mielnik, esta publicação se diferencia do enfoque habitual por dois motivos. Primeiro, por apontar a importância da segurança de fornecimento como critério para a escolha das alternativas de geração. Em segundo lugar, por demonstrar a relevância das inovações para superar limitações crescentes de ordem quantitativa e qualitativa sobre o funcionamento dos sistemas energéticos.

A hidreletricidade tem sido a principal fonte energética do país, tanto por suas características econômicas, quanto, mais recentemente, por suas vantagens ambientais. O potencial de recursos hídricos do Brasil é um dos maiores do mundo e nos últimos 40 anos tem sido extensivamente utilizado para a expansão do sistema elétrico. Os critérios de utilização de usinas não-hidrelétricas reduzem sua oferta na matriz elétrica, ampliando a parcela da hidreletricidade. Os riscos dessa dependência têm sido minimizados pela existência de reservatórios de grande dimensão e pela interligação entre bacias hidrográficas submetidas a regimes pluviométricos distintos.

No entanto, essa situação torna-se menos confiável com o crescimento da demanda, que acentua os limites de orientação e torna necessário o estabelecimento de mecanismos e regras institucionais que valorizem a diversificação do sistema de geração elétrica. Embora essas limitações se apresentem com diferentes níveis de gravidade em cada país, isso não reduz a amplitude de seus efeitos, o que reforça o alcance global das inovações energéticas. Esse processo será, assim, impulsionado ao longo das próximas décadas, envolvendo inovações energéticas que permitam aumentar a oferta e a diversidade dos recursos energéticos, ampliar a qualidade dos serviços energéticos, e reduzir os custos econômicos, ambientais e políticos associados à oferta e ao uso de energia.

Esperamos, assim, que esta publicação cumpra seu papel essencial – o de ampliar o conhecimento da sociedade, academia, especialistas e gestores dos setores públicos e privados, além de contribuir para a orientação de políticas e estratégias eficazes, que conduzam ao aprimoramento de iniciativas e resolução dos principais problemas ainda enfrentados pelo setor.

Boa leitura!

Cesar Cunha Campos
Diretor da FGV Projetos

I.

ENERGIA ELÉTRICA

SUMÁRIO

ENERGIA ELÉTRICA

- 10** INTRODUÇÃO
- 11** CRITÉRIOS PARA A EXPANSÃO DA GERAÇÃO ELÉTRICA
- 16** DIVERSIDADE NA MATRIZ ELÉTRICA
- 20** ORGANIZAÇÃO DO MERCADO E EXPANSÃO DA GERAÇÃO
- 22** A EXPANSÃO DA GERAÇÃO NO NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO
- 29** ALTERNATIVAS PARA A EXPANSÃO DA GERAÇÃO ELÉTRICA
- 30** HIDRELETRICIDADE CONVENCIONAL
- 31** LIMITAÇÕES DOS NOVOS RESERVATÓRIOS E SEGURANÇA ENERGÉTICA
- 31** OPÇÕES DA GERAÇÃO TÉRMICA CONVENCIONAL
- 32** TERMELETRICIDADE NUCLEAR
- 32** GERAÇÃO A PARTIR DE FONTES RENOVÁVEIS DE PEQUENA ESCALA
- 34** DIVERSIDADE ENERGÉTICA E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

RESUMO

Esta publicação trata da preponderância da hidreletricidade na geração de energia elétrica no Brasil e seus efeitos sobre as condições de operação do sistema, as restrições ao mercado e a competitividade das demais tecnologias de geração. Como alternativa, a definição de uma estratégia de longo prazo, que institua a diversificação da matriz elétrica, permite integrar um conjunto de tecnologias energéticas com diferentes características, que podem garantir a segurança de fornecimento em um ambiente de concorrência para a expansão da geração.



INTRODUÇÃO

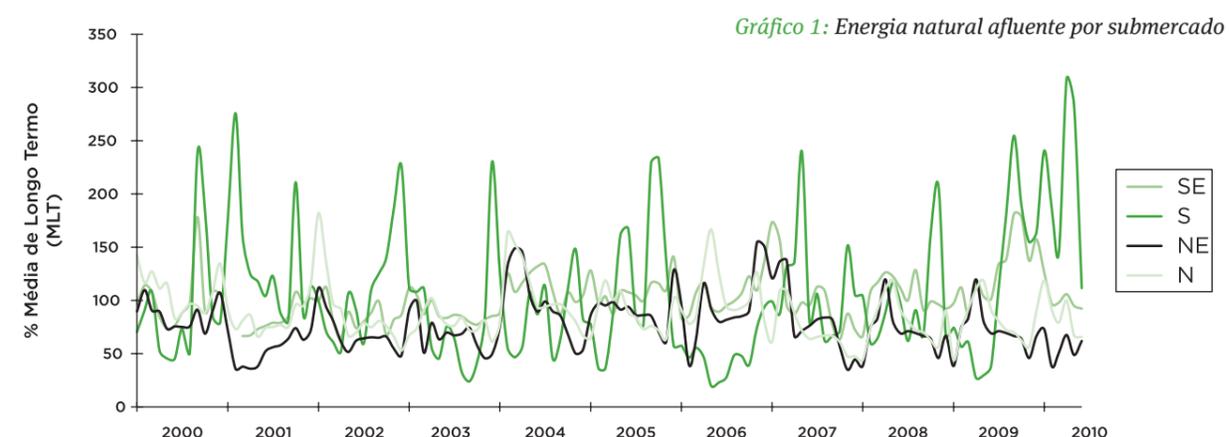
A expansão da capacidade de geração de energia elétrica tem importância estratégica por suas consequências econômicas, financeiras, empresariais, tecnológicas e ambientais. A seleção dos projetos de geração que atenderão à demanda prevista de eletricidade segue, em geral, critérios que correspondem à melhor alocação dos recursos disponíveis. Mas a escolha dos novos investimentos pode ser limitada por aspectos relacionados às condições de administração do sistema elétrico, que apresenta características específicas tanto em sua demanda quanto em sua oferta.

O sistema elétrico brasileiro tem características estruturais, das quais decorrem condições técnicas de funcionamento diferenciadas em comparação com outros países, o que tem efeito decisivo sobre a organização do mercado de energia elétrica e resulta em um regime econômico e institucional específico.

O aproveitamento do enorme potencial de recursos hídricos do país estruturou, ao longo de 60 anos, entre 1949 e 2010, um sistema de geração de energia elétrica predominantemente hidrelétrica – 72% da capacidade instalada, 94% da energia gerada em 2009 – e de propriedade principalmente estatal (85% da capacidade de geração do país). Beneficiado pelo conhecimento técnico e pela capacidade de financiamento do governo federal aplicados na sucessiva construção de usinas, gradualmente realizadas em bacias próximas aos mercados, esse sistema teve impulso decisivo com a construção de grandes hidrelétricas na década de 1980, como Itaipu e Tucuruí, que correspondem a cerca de 20% da capacidade do país em 2010.

Aproveitar a dotação do país em recursos hídricos trouxe vantagens, mas sua predominância tornou o sistema elétrico dependente das condições hidrológicas. A quantidade de energia gerada depende do comportamento das chuvas, o que faz variar de período para período a oferta do recurso no país. No entanto, reservatórios de regularização anual ou plurianual nas usinas permitem o armazenamento da água no período de chuvas para sua utilização futura, reduzindo o risco hidrológico, i.e., o risco de que a vazão do rio fique abaixo do mínimo necessário para a geração hidrelétrica [ver Quadro 5 - Conceitos Relevantes na Geração de Energia Elétrica].

A interligação entre as regiões permite também reduzir os riscos relacionados às variações sazonais, aproveitando a complementaridade hidrológica e os excedentes de energia afluentes entre regiões, principalmente entre a região Sul e a região Sudeste.



Ainda assim, há a necessidade de usinas térmicas capazes de complementar uma eventual redução na geração hidrelétrica causada pela falta de chuvas e de atenuar a dependência do sistema elétrico em relação ao regime pluviométrico. Por essa característica, a energia elétrica no Brasil é gerada por um sistema hidrotérmico, cuja gestão está diretamente relacionada à situação dos reservatórios, da qual depende o acionamento de usinas térmicas [ver Quadro 2 - Gestão do Sistema Hidrelétrico].

CRITÉRIOS PARA A EXPANSÃO DA GERAÇÃO ELÉTRICA

A segurança de fornecimento tem sido um componente primordial dos critérios para a expansão da geração de energia elétrica, muitas vezes em detrimento das condições de financiamento das empresas e da sinalização dos preços da energia.

O custo da expansão da geração por meio da implantação de grandes hidrelétricas, associado às dificuldades políticas de aplicação de tarifas compatíveis, explica em grande parte a crise financeira do sistema elétrico

no início da década de 1990. As dificuldades para financiar a capacidade de expansão das empresas estatais de geração acabaram convergindo com o movimento de reforma dos sistemas elétricos em curso em vários países, especialmente no Reino Unido, Estados Unidos, Canadá, Austrália, Nova Zelândia, Noruega, Argentina e Chile.

A reforma dos sistemas elétricos teve por objetivo promover a melhor alocação dos recursos envolvidos na implantação e operação dos sistemas elétricos. Nessa evolução, o preço da energia elétrica passou a ser o principal direcionador da expansão da capacidade de geração, sendo determinado, em geral, em um mercado de curto prazo (preço *spot*) de energia elétrica. Em um sistema elétrico em que haja concorrência, o preço *spot* resulta da interação entre a demanda e a oferta de diversas tecnologias de geração. No Brasil, o preço *spot* segue lógica distinta e corresponde ao custo da geração para atender a uma demanda adicional, chamado Custo Marginal de Operação (CMO). Esse preço não decorre da oferta e da demanda de energia elétrica dos agentes em um mercado, mas resulta de um modelo matemático utilizado pelo operador do sistema para determinar a composição ideal de geração hidrelétrica e geração termelétrica que minimize o custo total da operação [ver Quadro 2].



ANTECEDENTES NA EXPANSÃO DA GERAÇÃO

No período que antecedeu a reforma da década de 1990, o principal componente da política governamental para a expansão da geração era a garantia de fornecimento. O governo federal aplicava uma regulação tarifária que tinha por critério o custo de serviço prestado pelas empresas – avaliadas com base em suas despesas operacionais e uma taxa de retorno razoável pelo capital investido –, estabelecendo uma tarifa que cobrisse os custos incorridos. Para garantir o fornecimento de energia para empresas cujos custos excedessem o valor das tarifas, criou-se um mecanismo de redistribuição de perdas – a Reserva Global de Garantia (RGG) – que financiava as empresas deficitárias com recursos das empresas superavitárias e estabelecia a equalização tarifária, de modo que a remuneração de cada empresa ficasse em torno da remuneração média do conjunto das empresas.

As empresas elétricas operavam em estrutura de monopólio regulado, como empresas integradas atuando nos segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização em mercados cativos (áreas de concessão). O preço desses serviços era dado para o conjunto dos segmentos e cobrado em tarifas que eram submetidas pelas empresas ao agente regulador. A integração garantia o equilíbrio financeiro do conjunto, compensando as perdas em um segmento com os benefícios de outro. Uma das justificativas para isso era dada pelas economias de escala, graças aos rendimentos crescentes e à redução dos custos unitários que ocorrem nas indústrias de rede, como é o caso do setor elétrico.

A formação de empresas independentes em cada uma das fases anteriormente realizadas pela empresa integrada permitiu uma melhor alocação dos recursos envolvidos. Os segmentos de transmissão e distribuição de eletricidade estão submetidos à condição de monopólio natural, devendo o serviço ser prestado por apenas uma empresa, submetida ao agente regulador que lhe impõe condições de funcionamento e de tarifação como se estivesse em concorrência. No entanto, a geração e a comercialização de energia elétrica apresentam as condições para que haja concorrência entre empresas.

A aplicação dessas condições ao sistema predominantemente hidrelétrico do Brasil apresenta, no entanto, condições particulares. A inserção das usinas hidrelétricas exige regras específicas que integrem o regime de vínculos técnicos e comerciais cooperativos preexistentes na gestão de usinas ao longo de uma mesma bacia e na gestão de diferentes bacias. Quando situadas em um mesmo rio, a concorrência entre usinas exige um complexo processo de gestão da bacia, envolvendo mecanismos de compensação a usinas situadas a jusante pela utilização de recursos hídricos por usinas situadas a montante dos rios. Isso porque, em sua origem, o sistema hidrelétrico brasileiro foi estruturado de modo a capturar as sinergias entre reservatórios de uma mesma bacia e garantir a complementaridade hidrológica entre as diversas bacias submetidas a regimes distintos.

A escolha do local de cada usina era feita em função do máximo aproveitamento do conjunto da bacia, medido pela chamada **energia firme do sistema**. Era este o critério para atender à demanda. A energia firme era também aplicada para estabelecer o Índice de Custo-Benefício (que servia para a comparação entre

alternativas) determinado pela razão entre o custo da construção de uma usina e a energia firme do sistema. Servia, ainda, como base para o contrato de suprimento entre empresas concessionárias, componente essencial no processo de expansão e operação do sistema elétrico pré-reforma. Mais recentemente, a energia firme foi substituída pela **energia assegurada** e depois pela **garantia física** que corresponde à maior demanda que seria atendida pelo conjunto das usinas do sistema com um grau de confiabilidade estabelecido em 95%, i.e., no caso de 95% dos cenários simulados. Esse grau de confiabilidade passou a ser determinante para estabelecer o volume de energia assegurada e a segurança de fornecimento de energia elétrica à demanda prevista.

O volume de energia assegurada que atenda o grau de confiabilidade estabelecido tem função crucial na definição dos investimentos necessários à expansão da geração de energia elétrica. Para isso, foi introduzido em 2004 o **Certificado de Energia Assegurada (CEA)**, mecanismo para a comercialização de energia de uma usina hidrelétrica que indica a capacidade de sua produção física. O CEA é determinado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e revisto a cada cinco anos em variação que não pode exceder 5% (para mais ou para menos) e não mais de 10% ao longo de todo o período de concessão.

Ainda relacionado às condições de comercialização da energia hidrelétrica, o **Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)**, criado em 1998, equilibra ganhos e perdas entre o conjunto das usinas hidrelétricas do sistema em função do Certificado de Energia Assegurada de cada usina. A variação das condições hidrológicas nas bacias do sistema hidrelétrico pode afetar o nível de armazenamento de água dos reservatórios e a geração de energia elétrica de cada usina. Essas alterações constituem **riscos hidrológicos** e o MRE tem função crucial na gestão da oferta de energia hidrelétrica por viabilizar a partilha dos riscos hidrológicos dos geradores, compensando as distorções econômicas na remuneração de usinas.

A cada período, a produção de cada usina recebe um crédito de energia (em MWh) proporcional à soma da produção de todas as usinas hidrelétricas. Isso é dado pela relação entre o CEA da usina e a soma dos CEAs de todas as usinas que participam do MRE. Com base nesse crédito – que é mais constante que a produção de cada usina –, a usina responde por seu contrato junto à distribuidora. O MRE desvincula produção de energia elétrica e créditos de energia, permitindo que a operação do sistema interligado seja realizada de maneira que otimize o conjunto da capacidade existente, conservando água e mantendo geração reduzida sem que isso afete o fluxo de caixa de usinas.

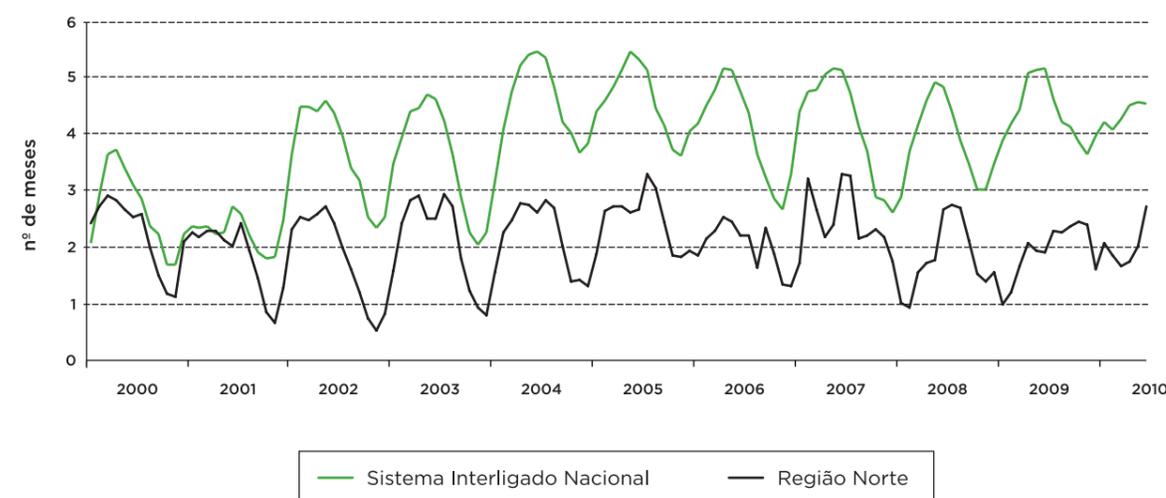
Assim, usinas com maior produção compensam eventuais restrições de produção de outras usinas e a renda das mais produtivas é partilhada entre todas as usinas participantes do sistema. A produção total corresponde à renda *spot* total das usinas participantes do submercado e o crédito de energia – como proporção da produção da usina em relação ao total – corresponde à parcela dessa renda paga a cada usina.

O modelo implantado no Brasil em 2004 instituiu o planejamento determinativo, no qual o governo federal define condições, ritmo e escolhas tecnológicas para a expansão da geração de energia elétrica. O elemento essencial desse processo é a determinação do grau de segurança do sistema, a partir do qual podem ser dimensionados os investimentos necessários à expansão da geração. O componente central para esse propósito é a **garantia física** do sistema, que corresponde à máxima energia que pode ser oferecida pelo conjunto das usinas do sistema elétrico com determinado grau de confiabilidade, atualmente fixado em 95%, i.e., a quantidade de energia elétrica necessária para atender à demanda em 95% dos cenários simulados tendo por base o histórico das vazões [ver Quadro 5].

Fixar um determinado grau de confiabilidade implica em aceitar um certo nível de risco. Em 2010, a oferta de energia hidrelétrica foi de cerca de 48.200 MW médios. Esta é a garantia física, que corresponde à energia que pode ser fornecida continuamente pelas usinas hidrelétricas do sistema com grau de confiabilidade de 95% ou risco de *deficit* de 5%. Com base nas séries históricas de vazão da água nas bacias do sistema hidrelétrico do país, há risco de que esse volume não seja gerado em 5% do tempo. Por exemplo, considerando um horizonte de 20 anos, isso se traduz pelo risco de que a demanda não seja plenamente atendida em um dos anos desse período.

Além de condicionada por um determinado nível de risco, a garantia física depende, ainda, da existência de uma capacidade de armazenamento superior à demanda, de modo que possa haver acumulação de água na estação úmida para ser utilizada na estação seca. A capacidade de armazenamento do conjunto das bacias do país oscilou entre dois e cinco meses no período de 2000 a 2010 (Gráfico 2). Cabe enfatizar que, com o crescimento do consumo de energia elétrica, será necessário que haja uma ampliação da capacidade de armazenamento existente por meio da integração de novos aproveitamentos hidrelétricos. No entanto, a maior parte (60%) do potencial de recursos hídricos a ser ainda explorado encontra-se na região Norte (na bacia do Amazonas) com duas características relevantes: **(1)** os reservatórios têm menor capacidade de armazenamento que o conjunto dos reservatórios do país (Gráfico 1) e **(2)** a vazão da água dos rios na estação seca, mais longa nesta região, é de apenas 10% do volume observado na estação úmida.

Gráfico 2: Acumulação de água nos reservatórios/Geração no Sistema Interligado Nacional e na região Norte



O sistema hidrelétrico brasileiro foi estruturado de modo a capturar sinergias entre reservatórios de uma mesma bacia e garantir a complementaridade hidrológica entre as diversas bacias submetidas a regimes distintos. Para isso, foram definidas regras específicas para integrar o regime de vínculos técnicos e comerciais cooperativos na gestão de usinas de uma mesma bacia e na gestão de diferentes bacias. Desse modo, a concorrência entre usinas situadas em uma mesma bacia tornou necessário um processo de gestão da bacia, envolvendo mecanismos de compensação para usinas situadas a jusante em razão da utilização de recursos hídricos por usinas situadas a montante dos rios. Além disso, a variação das condições hidrológicas nas bacias do sistema hidrelétrico pode afetar o nível de armazenamento de água dos reservatórios e a geração de energia elétrica de cada usina. Essas alterações constituem riscos hidrológicos e para reduzi-los foi criado, em 1998, o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que equilibra ganhos e perdas entre o conjunto das usinas hidrelétricas do sistema [ver Quadro 1 - Antecedentes na Expansão da Geração].

O MRE consolida a dominação da geração hidrelétrica, estabelece barreiras à entrada de alternativas de geração complementar e reduz a exposição dos geradores do MRE caso os riscos hidrológicos afetem o conjunto das bacias. Por sua influência na formação do preço *spot*, o MRE tem papel central no sistema cooperativo centrado na geração hidrelétrica.

No sistema elétrico brasileiro, a geração não hidrelétrica tem papel residual, embora contribua estrategicamente para (1) a garantia de suprimento diante da incerteza das condições hidrológicas, (2) a dinamização da concorrência na geração de energia elétrica e (3) o desenvolvimento de tecnologias alternativas de geração. De fato, a segurança de fornecimento deveria ter dimensão institucional e estabelecer, de modo mandatório, a diversidade entre fontes energéticas como critério de estruturação do sistema elétrico e não apenas de sua gestão.

DIVERSIDADE NA MATRIZ ELÉTRICA

A diversidade tem assumido papel crucial na estruturação recente dos sistemas elétricos em razão de vários aspectos, como econômico (concorrência entre fontes energéticas e aproveitamento da existência de condições diferenciadas de custos de produção e de comercialização), geopolítico (redução da dependência das importações de países politicamente instáveis), ambiental (diluição dos efeitos de fontes energéticas com elevado teor em carbono).

As vantagens do sistema elétrico predominantemente hidrelétrico são atenuadas pelos riscos advindos das condições de dependência de uma fonte energética. De fato, um sistema diversificado reduz a vulnerabilidade e grande parte dos riscos que ameaçam sistemas nos quais apenas uma fonte energética ocupa espaço preponderante.

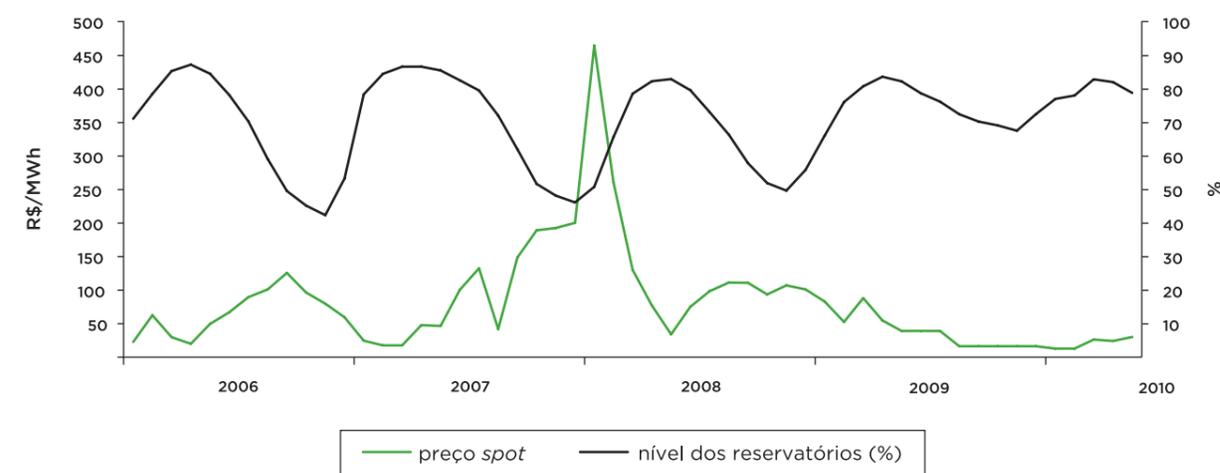
Apesar de a geração de energia elétrica no Brasil ser considerada competitiva, podendo, portanto, contemplar quaisquer tecnologias de geração, os investimentos têm sido orientados prioritariamente para usinas hidrelétricas, cujo inventário, desde 2004, é atribuição da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), do Ministério de Minas e Energia. De modo geral, o planejamento determinativo restringiu a esfera de atuação da Aneel, ente do Estado, cujo mandato transcende o horizonte eleitoral do governo federal e, entre outras funções, reforça a segurança aos investimentos de longo prazo como os dedicados à expansão da capacidade de geração de energia elétrica.

O processo de concorrência entre empresas de geração diz respeito ao preço de venda da energia elétrica a ser gerada pelas usinas apresentadas nos leilões de energia nova, nos quais competem os candidatos à

colocação de sua energia no mercado, recebendo, em consequência, a outorga e a concessão para a geração. Enquanto em um ambiente de concorrência a definição das escolhas energéticas decorre da diversidade de custos e da segurança (de fornecimento e ambiental) apresentadas pelas diferentes tecnologias de geração em função de condições de acesso (aos recursos) e locais (em relação aos consumidores), não se pode dizer o mesmo de um quadro regulatório no qual a hidreletricidade convencional (usinas com capacidade acima de 30 MW acionadas pelo operador do sistema) condiciona a viabilidade das demais opções.

Decisões sobre a geração complementar à hidreletricidade convencional têm sido tomadas pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), sem que seja definida, de modo mandatório, uma estratégia de longo prazo que articule a expansão diversificada da capacidade de geração. A EPE publica anualmente um Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) e, periodicamente, um Plano Nacional de Energia, estudo de planejamento integrado que inclui estimativas de longo prazo (com caráter indicativo) para a expansão da capacidade de geração. Os dois estudos são submetidos à aprovação do CNPE.

Gráfico 3: Preço spot e nível dos reservatórios (Sudeste/Centro-Oeste)



Assim, apesar da possibilidade de o risco hidrológico afetar a capacidade de geração em um período de tempo relativamente exíguo para garantir a construção de novas usinas, não há regulação mandatória fixando um percentual determinado de segurança térmica para a geração de energia elétrica. O que existe são mecanismos de sinalização – como a **Curva de Aversão ao Risco (CAR)** e o **nível mínimo de segurança de 10% ao final do período seco** (nos meses de outubro e novembro) – para o acionamento de usinas térmicas destinados à preservação da água dos reservatórios. A CAR indica, ao longo de dois anos, os níveis mínimos de armazenamento de água nos reservatórios de um submercado necessários ao atendimento pleno da demanda. Caso sejam atingidos os níveis mínimos, os preços *spot* aumentam e viabilizam o acionamento de usinas térmicas para que o nível de segurança dos reservatórios seja preservado.

Entre as medidas emergenciais, decorrentes da gestão do sistema hidrotérmico, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) tem autonomia para decidir o acionamento de usinas térmicas sem levar em conta a ordem do custo de geração (chamado “acionamento fora da ordem de mérito”), desde que o estudo do Operador Nacional do Sistema (ONS) aponte essa necessidade. Em janeiro de 2009, o CMSE determinou essa modalidade de acionamento para evitar que o nível dos reservatórios no submercado Sul ficasse abaixo do limite mínimo de 40% da curva de aversão ao risco.

GESTÃO DO SISTEMA HIDRELÉTRICO

Para o planejamento de médio prazo (um a cinco anos), o operador do sistema emprega um modelo (NEWAVE), que utiliza o histórico de aflúências para gerar séries sintéticas de aflúência e, com isso, determinar as características da operação energética – tais como, volume de energia natural afluyente, usinas que serão acionadas – que minimizem o custo total de operação. Mas a incerteza das vazões faz com que, nessa operação de custo mínimo, haja uma probabilidade – que está inscrita nos dados históricos de aflúência – de falta de energia natural afluyente, o que se convencionou chamar de **risco de deficit**, que é o risco de que, em um dado cenário de aflúências, o sistema não consiga atender a demanda. Estabelecer esse risco em 5% significa que o acionamento das usinas deve ser ajustado de modo a garantir que a demanda será atendida em 95% dos cenários simulados. Significa, também, que caso o risco de *deficit* exceda 5%, haverá necessidade de construir novas usinas ou estabelecer políticas de racionamento de modo a reduzir o risco a 5%. Cabe salientar que uma redução do risco de *deficit* abaixo de 5% equivale a aumentar o seguro contra um eventual racionamento e determinar um acionamento diferenciado das usinas, a um custo de operação mais elevado, que atenda a esse nível de risco

Um componente importante nesse processo é o valor da água ou custo de oportunidade da água, que é calculado pelo programa de otimização do operador do sistema como sendo igual ao custo marginal da termelétrica mais cara em operação. Desse modo, o custo de oportunidade da água equivale ao CMO do sistema, que vem a ser o preço *spot* da eletricidade sem os limites superior e inferior definidos pela Aneel.

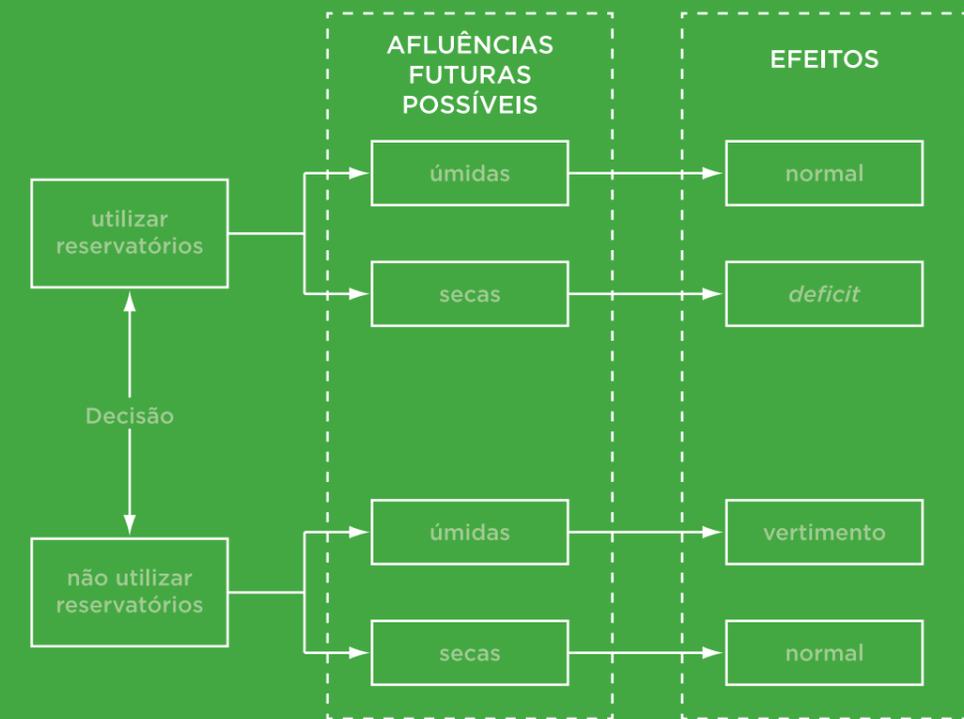
Considera-se que o Custo da Operação (CO) é o custo da geração térmica. No entanto, para efeito de mercado, o preço da energia se forma no CMO, que é o valor gasto para gerar 1 MW adicional em relação à geração existente. O CMO é a derivada do custo de operação (CO) em relação à geração total.

Pela lógica de um sistema hidrotérmico, formado por usinas hidrelétricas e termelétricas com predominância das primeiras (como é o caso do Brasil, do Chile, do Canadá, da Noruega), a incerteza em relação ao nível de armazenamento de água (= energia) nos reservatórios faz com que, a cada mês, o operador do sistema proceda a uma avaliação entre geração presente e geração futura, uma escolha que pode ser esquematizada em duas situações:

(1) se decidir pelo acionamento de hidrelétricas no presente para economizar os custos da geração térmica, caso ocorra uma estiagem neste e no período seguinte, poderá aumentar o risco de *deficit* e ser necessário maior recurso à geração térmica;

(2) se decidir pelo acionamento de térmicas no presente para economizar água nos reservatórios para uso futuro pelas hidrelétricas, caso a vazão afluyente resultante do período de chuvas seja muito elevada, será necessário verter água dos reservatórios, desperdiçando desse modo energia e tornando questionável a opção pela geração térmica feita no passado.

Figura 1: Decisão sobre geração presente e futura



A escolha ilustra a operação otimizada do sistema hidrotérmico que procura minimizar o custo de operação, considerando a previsão da demanda de eletricidade e a evolução da oferta e dos preços das alternativas em geração térmica. O elemento crítico da escolha é dado pelo registro histórico das vazões e modelos probabilísticos utilizados com o objetivo de reduzir o risco hidrológico e definir o campo de escolha do operador. No entanto, o crescimento da demanda e a redução da capacidade de armazenamento dos novos reservatórios introduzem uma restrição substancial e determinam a necessidade de ampliação da participação de outras tecnologias de geração e capacidade adicional de geração de reserva na operação energética do sistema.

A flexibilidade e o custo de geração são relevantes para a competitividade dessas tecnologias e para a segurança do sistema. Ampliar a parcela de geração térmica com cláusulas de geração inflexível (i.e., garantida) no período seco (maio a novembro) pode torná-la mais competitiva, gerando na base e dando maior flexibilidade à operação energética, porque permitirá que os geradores façam contratos de longo prazo com os fornecedores de combustível.

Um indicador relevante para a segurança de fornecimento – que se refere ao conjunto da capacidade instalada no sistema – é a **margem de reserva de geração**, que sinaliza se a capacidade de geração é suficiente para atender à demanda. Essa medida se define como a percentagem de capacidade instalada que excede a capacidade necessária para atender à ponta do sistema, de modo a cobrir eventuais falhas no fornecimento ou súbitos acréscimos na demanda, sendo considerada satisfatória quando atinge de 15% a 20%. Em muitos países, essa reserva de geração é considerada dentro de um **mercado de capacidade** e utilizada juntamente com o mercado *spot* para aumentar a confiabilidade do sistema. Como todo mecanismo de seguro, essa reserva implica um custo adicional e deve ser comparada aos prejuízos econômicos e sociais da falta de energia ou de sua drástica redução no caso de racionamento preventivo. Do mesmo modo, aumentar a redundância do sistema de transmissão implica gasto adicional que deve ser avaliado em comparação com o risco de apagões por não ampliar as opções de acesso de grandes blocos de energia aos centros de consumo. Esse aspecto deve ser considerado com preocupação estratégica, pois, embora com baixa probabilidade, eventos dessa natureza são de grande impacto sobre o conjunto das atividades no país.

O modelo implantado em 2004 instituiu a **energia de reserva** e regulamentou sua formação em janeiro de 2008 por meio de leilões, que têm por objetivo aumentar a segurança do fornecimento de energia elétrica. Dois leilões de energia de reserva foram realizados, um orientado à biomassa e outro à energia eólica, tendo sido contratados 3.570 MW, sendo 1.764 MW no leilão de biomassa (agosto de 2008) e 1.806 MW no leilão de energia eólica (dezembro de 2009).

Ainda que a diversidade das fontes para geração elétrica seja um dos pressupostos para garantir a segurança energética, a única regulação que determina essa orientação está na Lei nº 10.438 de 2002, que instituiu o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (Proinfa) e estabeleceu que 10% da geração em 2022 deverão resultar de fontes renováveis de pequena escala (Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCHs, biomassa e energia eólica). Em sua origem, o Proinfa previa a instalação de uma capacidade de geração de 3.300 MW, dos quais 1.100 MW em PCHs, 1.100 MW em biomassa e 1.100 MW em eólicas, que disporão de contratos de fornecimento com a Eletrobras por 20 anos.

Na prática, a questão da diversidade tem sido tratada por meio de decisões governamentais, tomadas pelo Conselho Nacional de Política Energética, em função de critérios relacionados à operação hidrotérmica do sistema elétrico, sem que haja uma estratégia de longo prazo, definida em lei, para a estruturação da segurança no fornecimento de energia elétrica. Assim, mesmo com uma parcela de 72% da capacidade instalada total de energia elétrica, o custo competitivo da hidreletricidade se sobrepõe ao potencial dos riscos hidrológicos.

ORGANIZAÇÃO DO MERCADO E EXPANSÃO DA GERAÇÃO

A expansão da capacidade de geração depende do modelo de organização do mercado de energia elétrica, para o qual contribuem **(1)** o quadro regulatório, **(2)** as condições tecnológicas do sistema de geração

elétrica e **(3)** a estrutura de demanda setorial, sazonal e geográfica de energia elétrica. Além disso, são relevantes as restrições econômicas e ambientais para a escolha das tecnologias que compõem a expansão da geração.

De um modo geral, com certas diferenças segundo os países, no período anterior à reforma dos sistemas elétricos, quando prevaleciam monopólios regulados (estatais ou privados) na oferta de energia elétrica, a expansão da geração era determinada pela decisão das empresas, que tinham o monopólio de fornecimento em determinado território e repassavam aos consumidores o financiamento da expansão da geração. A decisão das empresas era baseada na seleção de alternativas em função de um planejamento de mínimo custo.

O ponto crítico da reforma dos sistemas elétricos para a expansão da capacidade de geração do sistema elétrico foi a introdução dos **produtores independentes de energia** como concorrentes das empresas que dispunham até então do monopólio territorial da geração de energia elétrica. Iniciada em 1978, nos Estados Unidos, com o *Public Utility Regulatory Policies Act* (PURPA), essa nova condição para a geração de energia elétrica foi aplicada no Reino Unido, Suécia, Noruega, Dinamarca e tornou-se o fundamento da Diretiva 2003/54/EC da União Europeia em 2003, que estabeleceu as regras para o mercado interno de eletricidade. Essa transformação tinha por objetivo reduzir os custos da energia elétrica, promovendo uma gestão eficiente do sistema elétrico por meio da separação da geração, operação do sistema, transmissão, distribuição e comercialização em diferentes empresas.

Nos Estados Unidos, em um ambiente competitivo, sem garantia sobre a taxa de retorno dos investimentos realizados, a escolha da tecnologia de geração cabe à empresa de geração (seja ela concessionária ou independente) e eventuais erros nessa escolha conduzem a pesadas perdas. Os fabricantes das diversas tecnologias de geração de energia elétrica competem pela escolha que é feita pelas empresas de geração. Desde 1996, ampliou-se a parcela da geração não regulada controlada por produtores independentes de energia com a aprovação das Ordens nºs 888 e 889 da Federal Energy Regulatory Commission (o agente regulador federal dos Estados Unidos). O quadro regulatório pode diferir nos estados, segundo o modelo de organização do mercado aplicado, do mais tradicional onde a geração é regulada ao mais liberal com a geração desregulamentada, nos quais produtores independentes e concessionários, operando diversas tecnologias, concorrem entre si para a venda de energia elétrica. Há proporções incentivadas, como no caso das fontes renováveis de pequena escala, com o Padrão de Portfólio de Renováveis (RPS – *Renewable Portfolio Standard*, em inglês).

No Brasil, o modelo instituído em 2004 estabelece que a expansão da capacidade de geração seja determinada por contratos de longo prazo, negociados em leilões entre geradores e distribuidoras de energia elétrica, que devem cobrir a totalidade da demanda prevista das distribuidoras. Esses contratos tornaram-se os direcionadores dos investimentos para a expansão da geração. O modelo reforçou as características da geração predominantemente hidrelétrica, limitando a oferta de outras tecnologias de geração a decisões político-administrativas e restringindo a competição, no caso das hidrelétricas, ao leilão que escolhe a empresa ou consórcio de empresas que propõe a menor tarifa para a construção e operação de usinas que o governo seleciona. Na prática, é o governo que determina as condições de compra da capacidade adicional de geração, entendendo que desse modo supera uma falha de mercado.

A competição entre geradores deveria conduzir à oferta de diferentes tecnologias, mas a competição entre as tecnologias de geração é afetada pelas condições operacionais e institucionais da geração hidrelétrica. Para a formação da nova capacidade de geração elétrica, o Ministério de Minas e Energia organiza um processo de licitação, oferecendo um conjunto de opções de geração aos investidores, que podem incluir outras ao conjunto a ser submetido em leilão de energia nova para atender à demanda das distribuidoras de eletricidade. Como o planejamento do setor elétrico no Brasil é determinativo, seria obrigatório aos geradores vender sua produção de eletricidade nesses leilões. No entanto, em atenção ao princípio de consensualização, pelo qual medidas consensuais são mais efetivas do que a coerção, a participação dos geradores é livre.

Diante do crescimento previsto em diversos estudos sobre a evolução da demanda de energia elétrica para as próximas duas décadas, estima-se que a expansão da capacidade de geração seja de 3.000 MW médios por ano, implicando investimentos da ordem de US\$ 3 bilhões ao ano. Essa capacidade anual indica as oportunidades para as diversas tecnologias de geração, que devem ser submetidas às condições regulatórias estabelecidas no país.



A EXPANSÃO DA GERAÇÃO NO NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO

Os objetivos principais do modelo estabelecido em 2004 envolvem **(1)** a expansão da oferta, **(2)** tarifas módicas e **(3)** um marco regulatório estável. Há uma contradição entre os dois primeiros objetivos, pois a definição do que sejam tarifas módicas é determinada pelo governo e pode tornar impraticável uma taxa de retorno atrativa para a expansão da capacidade de geração.

No novo modelo, a expansão da capacidade de geração de energia elétrica é determinada por três critérios estabelecidos pelo governo federal e institucionalizados pelo CNPE: **(1)** igualdade entre o Custo Marginal de Operação (CMO) e o Custo Marginal de Expansão (CME); **(2)** existência de garantias físicas das usinas; e **(3)** o nível de segurança energética (5% de *deficit*). Esses critérios definem, na prática, a quantidade de energia que será necessária para a expansão do sistema e o custo indicativo.

A expansão da geração tem lugar em leilões anuais de energia nova e em leilões periódicos de energia de reserva, nos quais as empresas distribuidoras apresentam suas demandas e os geradores oferecem a energia elétrica para atendê-la. Entre 2004 e 2010, houve 10 leilões de energia nova, um leilão de fontes alternativas e dois leilões de energia de reserva.

A aplicação do modelo tem como elemento central a realização de contratos de longo prazo entre distribuidoras e geradores que cubram a totalidade da demanda das distribuidoras por períodos de 15 a 30 anos. Esses contratos – chamados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) – são firmados nos Leilões de Energia Nova, que dão o caráter competitivo ao processo, sendo vencedores os geradores que oferecerem as melhores condições de oferta de energia elétrica. Os contratos de compra e venda de energia elétrica são estabelecidos entre geradores e distribuidoras na proporção da energia declarada por cada uma delas.

Cada contrato deve apresentar um respaldo físico de geração, a chamada garantia física – dada pelo Certificado de Energia Assegurada (CEA), presente no contrato de concessão das hidrelétricas, e pela Potência Efetiva, no caso das termelétricas – que corresponde à quantidade máxima de energia (em MW médios) que a usina pode comercializar, tanto no mercado regulado quanto no mercado livre, refletindo sua contribuição durante o período seco, de modo que seja possível produzir a energia contratada de maneira sustentável. Isso significa que a parcela de energia fornecida ao sistema por essa usina atende ao critério de suprimento adotado pelo CNPE (i.e., o risco anual de *deficit* não deve ultrapassar 5% ou o sistema deve ser capaz de atender à demanda anual em pelo menos 95% dos cenários de afluências futuras simuladas).

A energia elétrica pode ser contratada no mercado regulado ou no mercado livre. No mercado regulado (chamado Ambiente de Contratação Regulado – ACR), as distribuidoras assinam contratos de longo prazo com as empresas geradoras, garantindo o fornecimento de energia aos consumidores cativos (setor residencial e consumidores comerciais e industriais que tenham demanda de até 3 MW de potência ou que prefiram manter-se cativos). No mercado livre (chamado Ambiente de Contratação Livre – ACL), grandes consumidores (com demanda superior a 3 MW de potência) e geradores estabelecem contratos negociados livremente. Além disso, no mercado livre, mas apenas para contratos com geradores utilizando fontes renováveis de pequena escala (pequenas centrais hidrelétricas, usinas eólicas e usinas movidas a biomassa), podem negociar livremente consumidores com demanda superior a 500 kW, chamados **consumidores especiais**.

Enquanto no ACR preços e contratos são publicados, no ACL as informações não são divulgadas. A estratégia das empresas geradoras trata de definir uma quantidade ótima a ser oferecida em cada mercado, que associe riscos e oportunidades, **(1)** garantindo um fluxo estável de receita em contratos de 15 a 30 anos no mercado

regulado e no mercado livre para compensar o risco de longo período de preços baixos no mercado *spot* e (2) negociando parte de sua capacidade ao preço *spot* no mercado livre. Em 2010, o mercado livre tem movimentado 25% do total de energia elétrica comercializado.

No caso das usinas hidrelétricas, o processo de licitação envolve a outorga e concessão de novas usinas. O elemento central da competição é dado pelo Custo Marginal de Referência (CMR) – preço de reserva, preço máximo de compra –, definido pela EPE e apresentado antes do início do leilão, como uma indicação aproximada do custo de geração mais elevado das usinas em competição. A partir desse valor, os interessados apresentam seus lances, sendo vencedor aquele que fizer a menor oferta de preço para a licitação de cada usina. A importância da disputa na licitação de uma usina é dada pelo percentual de decréscimo entre o custo marginal de referência e o lance vencedor.

No leilão das usinas térmicas, o elemento central que permite comparar os diferentes produtos oferecidos é o Índice de Custo-Benefício (ICB), que determina o custo anual de um contrato. Esse índice inclui, para cada usina térmica, valores indicados pela EPE e valores indicados pelos geradores térmicos antes do início do processo. Durante o leilão, os geradores térmicos apresentam seus lances na forma de **Receita Fixa** – valor da receita anual desejada –, que é incluída na fórmula do ICB. As térmicas vencedoras assinam **contratos por disponibilidade de energia**, no âmbito dos quais recebem anualmente a Receita Fixa (que cobre os custos fixos da usina e constitui a totalidade de sua remuneração), enquanto os custos variáveis de combustível, manutenção e operação serão assumidos pelo conjunto das distribuidoras quando houver necessidade de acionamento dessas usinas térmicas. Uma usina será acionada quando o preço *spot* do sistema superar seu custo variável, em função da ‘ordem de mérito’, partindo da usina com menor custo variável de operação para aquela com maior custo variável de operação [ver Quadro 2].



LEILÕES PARA EXPANSÃO DA GERAÇÃO

Há duas modalidades de leilão regulado para expansão da geração de energia elétrica:

- (1) leilão de energia nova e
- (2) leilão de energia alternativa (que tem sido convertido em leilão de energia de reserva).

LEILÃO DE ENERGIA NOVA

No modelo implantado em 2004, os contratos de fornecimento de energia elétrica para atender à demanda prevista pelas distribuidoras tornaram-se a via privilegiada para os investimentos em expansão da geração. Todas as distribuidoras participam do leilão, o que resulta em economias de escala e em equalização das tarifas. O governo apresenta aos investidores um conjunto de projetos para geração hidrelétrica, incluindo a outorga da concessão e licença ambiental prévia, sendo permitido aos investidores adicionar novos projetos ao conjunto de opções, tais como, termelétricas, conexões internacionais, entre outras, vinculadas a uma capacidade física. Consumidores livres e autoprodutores também podem disputar concessões de usinas hidrelétricas fazendo ofertas por esses novos projetos.

No caso dos leilões de energia nova, esses contratos de compra de energia, que envolvem a demanda prevista por cada distribuidora, devem estar vinculados à garantia física das usinas. Isso reduz os riscos para os investidores em geração porque, por um lado, a expansão da capacidade instalada de produção já está sob contrato de longo prazo antes mesmo de ser construída e, por outro, garante-se uma receita futura estável, pois a demanda prevista refere-se ao mercado cativo das distribuidoras, que só pode consumir energia elétrica fornecida por elas e cujas condições de substituição por outro energético, mesmo que apenas para certas finalidades, ainda são remotas. Autorizada a vender a totalidade de sua energia assegurada, uma usina pode optar por concorrer com apenas uma parte no leilão e vender o restante no mercado livre.

Os geradores disputam contratos de longo prazo (geralmente estabelecidos em 15 anos para termelétricas e em 30 anos para hidrelétricas) para o suprimento de energia elétrica, com entrada em operação em cinco anos (A-5) e em três anos (A-3). No primeiro caso (chamado de **Leilão Principal**), o prazo de cinco anos corresponde ao tempo necessário para construção de uma usina hidrelétrica. No segundo caso (chamado **Leilão Complementar**), realizado dois anos depois do A-5, é uma oportunidade de corrigir eventuais alterações na demanda prevista, além de permitir que sejam construídas termelétricas (cujo prazo médio de construção é de três anos), com menor risco em relação à demanda prevista, determinada então com menor grau de incerteza. No caso das usinas hidrelétricas, uma vez assinado o contrato de fornecimento, os investidores que venceram a disputa recebem a concessão por um período de 30 anos.

Tabela 1 Leilões para expansão da capacidade de geração (energia nova)

	HIDRELÉTRICA				TEMELÉTRICA		
	data	energia contratada	preço de venda (médio)	início	energia contratada	preço de venda (médio)	início
		(MW médios)	(R\$/MWh)	(ano)	(MW médios)	(R\$/MWh)	(ano)
1º LEN (A-3 e A-5)	16.12.05	71	106.95	2008	561	132.26	2008
		46	113.89	2009	855	129.24	2009
		889	114.83	2010	862	121.81	2010
2º LEN (A-3)	29.06.06	1,028	126.77	2009	654	132.39	2009
3º LEN (A-5)	10.10.06	569	120.86	2011	535	137.44	2011
4º LEN (A-3)	26.07.07	0	---	---	1,304	134.67	2010
5º LEN (A-5)	16.10.07	715	128.37	2012	1,597	129.14	2012
6º LEN (A-3)	17.09.08	0	---	---	1,076	128.42	2011
7º LEN (A-5)	30.09.08	121	98.98	2013	3,004	145.23	2013
8º LEN (A-3)	27.08.09	1	144	2012	10	144.60	2012
Santo Antônio	12.10.07	2,111 (70%)*	78,87	2011			
Jirau	19.05.08	1,975 (70%)*	71,37	2013			
Belo Monte	20.04.10	4,570 (70%)*	77,97	2015			

(*) 30% serão vendidos no mercado livre

LEILÃO DE ENERGIA ALTERNATIVA

Os leilões de energia alternativa são específicos para a utilização de fontes renováveis de pequena escala (biomassa, pequenas centrais hidrelétricas, eólica e solar) em contratos de longo prazo (10 a 30 anos), seguindo a mesma dinâmica e periodicidade dos leilões de energia nova, cinco anos antes e três anos antes da entrada em operação da capacidade instalada.

Tabela 2: Leilões para expansão da capacidade de geração (Fontes Alternativas).

Energia e preço médio contratados.

		1º LEILÃO DE FONTES ALTERNATIVAS (A3) - 18/06/2007	
Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH)	energia contratada (em MW médios) preço de venda/médio (em R\$/MWh) início (ano)	46 134.99 2010	
Biomassa	energia contratada (em MW médios) preço de venda/médio (em R\$/MWh) início (ano)	140 138.85 2010	
		1º LEILÃO DE ENERGIA DE RESERVA (exclusivo para biomassa) - 14/08/2008	
Biomassa	preço de venda/médio (em R\$/MWh) início (ano)	60.86 2009	58.71 2010
		1º LEILÃO DE ENERGIA DE RESERVA (exclusivo para energia eólica) - 14/12/2009	
Energia Eólica	energia contratada (em MW médios) preço de venda/médio (em R\$/MWh) início (ano)	753 148.39 2012	

MODALIDADES DE CONTRATO ENTRE DISTRIBUIDORAS E GERADORES

Há duas modalidades do contrato a ser estabelecido entre distribuidoras e gerador. A escolha entre ambas é do Ministério de Minas e Energia e tem influência sobre o resultado do leilão:

- Contrato por quantidade de energia
- Contrato por disponibilidade de energia

O contrato por **quantidade de energia** é aplicado, em geral, para usinas hidrelétricas. Por esse contrato, a distribuidora paga um valor fixo pela energia contratada (R\$/MWh). Os demais componentes (custos de operação e manutenção, eventuais riscos hidrológicos ou benefícios financeiros) são alocados ao gerador.

O contrato por **disponibilidade de energia** é aplicado, em geral, para usinas termelétricas. Nesse contrato, a receita do gerador se limita a uma soma fixa anual paga pela distribuidora ao longo do período de contrato, que remunera os custos de investimento e outras despesas fixas. Os custos operacionais e de combustível ficam a cargo da distribuidora, que assume eventuais benefícios e riscos: (1) caso a produção da usina seja inferior à sua energia assegurada, a distribuidora deverá comprar a energia que falta no mercado de curto prazo ao preço *spot*; (2) caso a produção da usina seja superior à sua energia assegurada, o excesso pertence à distribuidora, que tratará de vendê-lo no mercado de curto prazo.

ALGUNS ASPECTOS RELEVANTES DOS LEILÕES

Nos leilões de contratos de quantidade, a EPE define o preço-limite para a contratação. Chamado de Custo Marginal de Referência (CMR), esse limite corresponde à maior estimativa do custo de geração das usinas a serem licitadas. Em sucessivas rodadas, os concorrentes submetem lances contendo a quantidade de energia que pretendem vender (em lotes de 1 MW médio) e o preço de venda. A cada rodada, o preço de venda vai sendo reduzido até que a oferta não atenda mais à demanda estimada.

Nos leilões de contratos de disponibilidade, antes do leilão, o gerador informa à EPE o volume de geração mínima e o Custo Operacional Variável Unitário (CVU) da usina. Com base nessa informação, por um procedimento de simulação, a EPE fornece a Garantia Física da usina, assim como uma estimativa do custo operacional (COP) e uma estimativa das transações no mercado *spot* que poderá incorrer à distribuidora (CEC).

De maneira a permitir uma melhor comparação entre diferentes lances no processo de leilão, o Comitê do Leilão desenvolveu um índice de comparação, chamado Índice de Custo-Benefício, a ser calculado para cada contrato e que determina seu custo anual total esperado do ponto de vista da distribuidora.

Tendo por base os resultados dos leilões de energia nova, a EPE considera que os lances aceitos nos leilões ocorridos em 2008 para entrega de energia em 2012 podem servir como aproximação à configuração do sistema em 2013 e indicação do custo marginal de expansão do sistema naquele momento. A esse preço, seria possível atender à demanda, seja construindo a usina ou operando o sistema. No Plano Decenal de Expansão de Energia 2019, o custo marginal de expansão foi fixado em R\$ 113,00/MWh.

ALTERNATIVAS PARA A EXPANSÃO DA GERAÇÃO ELÉTRICA

Em um sistema elétrico diversificado, a oferta de energia elétrica é formada por um conjunto de tecnologias de geração que pode ser hierarquizado em função de critérios econômicos e ambientais. Um primeiro critério classifica as tecnologias de geração em função de sua participação no sistema, seja como geração de base, seja como geração de ponta. Na geração de base, são acionadas as tecnologias que atendem à demanda normal e geram energia elétrica continuamente. Na geração de ponta, ficam tecnologias que geram eletricidade de modo intermitente para atender à demanda superior à normal, que ocorre nos períodos de ponta ao longo do dia, da semana ou sazonalmente. Por exemplo, tecnologias com elevado custo de capital, elevado fator de carga e baixo custo operacional – como a energia hidrelétrica e a energia nuclear – são apropriadas para a geração de base, enquanto tecnologias com baixo custo de capital, baixo fator de carga e elevado custo operacional – como a energia termelétrica a óleo combustível ou diesel – são utilizadas na geração de ponta [ver Quadro 5].

Nos países em que a energia elétrica está sob regime de monopólio regulado, o investimento das empresas para expansão da capacidade de geração é formado por um conjunto de projetos que atendem aos critérios econômicos, ambientais e de confiabilidade das agências reguladoras e por um benefício para as empresas de energia elétrica.

Nos países em que a geração de energia elétrica é competitiva, além dos critérios econômicos, ambientais e de confiabilidade, a definição dos investimentos para a expansão da geração segue critérios de lucratividade. Em contrapartida, as empresas de geração elétrica assumem os riscos em relação à demanda futura (que pode ser insuficiente em relação às suas necessidades de receita) e à concorrência de outras empresas de geração (que podem ter feito escolhas mais eficientes e serem mais competitivas).

As opções de geração de energia elétrica podem ser consideradas segundo as fontes energéticas e segundo o tamanho/escala das unidades geradoras. No sistema elétrico brasileiro, em 2010, uma classificação por tecnologia de geração permite evidenciar suas vantagens econômicas, ambientais, locais e sua participação potencial para a diversificação da matriz elétrica e a segurança de suprimento.

Hidreletricidade convencional (capacidade instalada acima de 30 MW)

Termeletricidade convencional

- Gás natural
- Óleo combustível
- Óleo diesel
- Carvão mineral

Termeletricidade nuclear

- Pequenas centrais hidrelétricas (capacidade instalada até 30 MW e reservatório de até 13 km²)
- Usinas Eólicas
- Bioeletricidade

Geração distribuída

- Gás natural
- Óleo diesel
- Biomassa

HIDRELETRICIDADE CONVENCIONAL

As usinas hidrelétricas apresentam o menor custo de geração, sendo elevados o investimento para implantação da usina (R\$ 2.500/kW instalado) e seu tempo médio de construção (quatro a cinco anos em condições normais). Hidrelétricas têm vida útil de 30 anos, período que pode ser ampliado com a modernização e repotenciação de usinas (troca de turbinas e geradores desgastados). Não há custo de combustível, embora haja custos de manutenção. É fonte energética prioritária no sistema elétrico brasileiro e componente fundamental da operação energética do sistema. Apresenta vantagens por não emitir gases de efeito estufa, mas seus impactos ambientais são relevantes com o desenvolvimento das novas usinas em áreas sensíveis resultando em elevação dos custos de construção com a implantação de medidas de preservação do meio ambiente. O preço médio nos leilões de energia hidrelétrica convencional é de R\$ 120/MWh. A energia das usinas do Rio Madeira teve seu preço definido em diferentes leilões a R\$ 78,87 (Santo Antônio, 3.150 MW), R\$ 71,37 (Jirau, 3.300 MW) e R\$ 77,97 (Belo Monte, 11.000 MW). No caso de Belo Monte, a redução de tributos deve viabilizar esse nível de preços, o que equivale a uma renda transferida aos consumidores de energia elétrica pelos contribuintes.



LIMITAÇÕES DOS NOVOS RESERVATÓRIOS E SEGURANÇA ENERGÉTICA

O potencial de recursos hídricos a ser explorado nas próximas décadas situa-se, em sua maior parte (73%), nas regiões Centro-Oeste e Norte, principalmente na Amazônia, onde não se aplica a construção de reservatórios de regularização e onde a vazão dos rios cai drasticamente no período seco. Essas condições da capacidade instalada hidrelétrica potencial apresentarão restrições graduais à operação hidrotérmica e à evolução estimada do nível dos reservatórios de regularização como indicador para o acionamento de usinas térmicas. Como o crescimento da demanda não será acompanhado por acréscimo proporcional no volume de energia represada nos reservatórios de regularização, será necessário maior volume de geração complementar e novos critérios de gestão do sistema elétrico para garantir o fornecimento e a segurança energética.

OPÇÕES DE GERAÇÃO TÉRMICA CONVENCIONAL

As usinas termelétricas apresentam custos de geração diversos em função da tecnologia utilizada, que sempre inclui o custo dos combustíveis. Em geral, podem localizar-se próximo aos grandes mercados consumidores (centros de carga), o que deve ser traduzido em menores custos de transmissão. As usinas nucleares têm elevado custo de investimento e o maior tempo de construção (10 anos em condições normais), enquanto as usinas termelétricas a gás natural a ciclo combinado têm o menor custo de investimento e tempo de construção de três anos. A escolha das termelétricas obedece a critérios econômicos (de custo de geração), de segurança de fornecimento (acesso aos combustíveis) e ambientais (de emissão de gases de efeito estufa).

Termelétricas a Gás Natural

Usinas a gás natural a ciclo combinado têm custo de instalação de cerca de US\$ 600/kW e menor impacto ambiental quando comparadas às termelétricas a óleo diesel, a óleo combustível e a carvão. O tempo de construção é de três anos e a usina tem vida útil de 30 anos. A segurança de fornecimento ainda é relativa, porque parte substancial do gás natural consumido no país (45% em 2009) é importada de um único fornecedor (Bolívia). Estima-se que haja um acréscimo de 18 milhões de m³ de gás natural na sua oferta em 2010 proveniente de jazidas em desenvolvimento. Além disso, geradores devem importar gás natural liquefeito (GNL) de fornecedores no mercado internacional para geração sazonal de termelétricidade. Nesse caso, mesmo considerando custos adicionais com o processo de regaseificação no Brasil, a utilização do GNL pode apresentar vantagem econômica diante do possível excesso de oferta no mercado com a exploração e utilização de grande volume de gás de xisto em substituição ao gás natural nos Estados Unidos.

Termelétricas a Óleo Combustível ou Diesel

As usinas termelétricas a óleo diesel e óleo combustível têm um tempo de construção relativamente rápido, sendo menor no caso das térmicas a óleo diesel embora a um custo de combustível mais caro. Uma usina de 480 MW tem custo de instalação de US\$400/kW. Na comparação entre ambas, apesar de apresentarem custos operacionais superiores, o custo agregado da energia elétrica gerada por óleo diesel é o mais

barato entre todas as formas de geração, sendo indicada, por sua flexibilidade, para reforçar a segurança energética.

Termelétricas a Carvão Mineral

As termelétricas a carvão têm tempo de construção de quatro anos e vida útil de 20 anos. Seu custo variável é altamente competitivo em comparação com as térmicas e seu custo de investimento é de US\$ 1,300 por kW instalado. Os impactos ambientais devem ser atenuados com a utilização das tecnologias de combustão pulverizada e leito fluidizado. Estima-se que as técnicas para sequestro de carbono entrem em operação a partir de 2020.

TERMELETRICIDADE NUCLEAR

A expansão da geração nuclear é determinada pelo governo federal em decisão tomada pelo Conselho Nacional de Política Energética. A previsão de longo prazo da oferta de energia nuclear na matriz energética é indicada no Programa Nacional de Energia e atualizada nos planos decenais de energia do governo. Em decisão de junho de 2007, o CNPE autorizou a construção da terceira usina nuclear em Angra dos Reis, com capacidade de 1.350 MW (custo de geração entre R\$ 131 e R\$ 169/MWh) e a implantação de duas usinas na região Nordeste. A usina de Angra-3 tem previsão de entrada em operação em 2016 e as duas usinas do Nordeste em 2019 e 2021. O custo de investimento de uma central nuclear de 1.400 MW é de R\$ 3.000 (US\$ 1,700) por kW instalado. No Brasil, a existência de reservas substanciais de urânio e o domínio de elementos essenciais do ciclo do combustível são vantagens para a utilização da energia nuclear para a geração elétrica, bem como sua contribuição para uma estratégia de diversificação da matriz elétrica e de redução das emissões de gases de efeito estufa.

GERAÇÃO A PARTIR DE FONTES RENOVÁVEIS DE PEQUENA ESCALA

A geração elétrica a partir de fontes renováveis de pequena escala vem tendo maior participação em vários países. No Brasil, estima-se que sua parcela na matriz elétrica aumente com a utilização do potencial de biomassa, energia eólica e pequenas centrais hidrelétricas. Um dos obstáculos para a competitividade dessas fontes em áreas distantes do sistema de transmissão era o seu acesso às linhas de transmissão, o que ficou facilitado com a regulamentação, em 2008, das Instalações Compartilhadas por Geradores (ICGs), subestações coletoras da energia gerada por renováveis de pequena escala ao sistema de transmissão. Com as ICGs, vários geradores compartilham a mesma conexão e tornam-se mais competitivos, pois dividem o custo do uso da coletora de acordo com a potência contratada por cada um.

Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs)

As pequenas centrais hidrelétricas são usinas com capacidade instalada até 30 MW e reservatório de até 13 km². Seu tempo de construção é de dois anos, em média, tendo um custo de investimento

estimado de R\$ 5.500/kW instalado. O custo da energia é bem superior ao de uma hidrelétrica convencional por não dispor de reservatório de regularização, ficando ociosa em períodos de estiagem. O potencial do país é estimado em 10.460 MW (6% da capacidade hidrelétrica estimada para 2030 no Plano Nacional de Energia). Há 346 PCHs em operação, correspondendo a uma potência instalada de cerca de 2.800 MW, e mais 70 unidades em construção, correspondendo a uma capacidade total de 1.000 MW. No leilão de fontes alternativas de junho de 2007, o preço médio das PCHs ficou em R\$ 134,99/MWh (contra um preço inicial de R\$ 135). O preço de mercado da energia de uma PCH é estimado em R\$ 160/MWh.

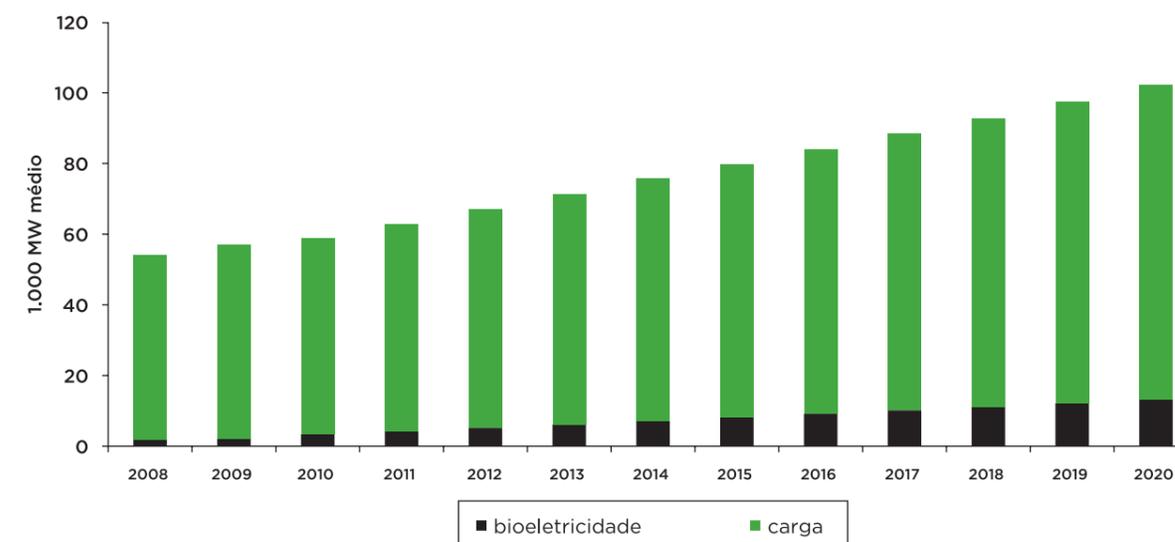
Usinas Eólicas

Usinas eólicas funcionam em áreas nas quais a velocidade anual do vento supera 7 metros/segundo. O custo de investimento de uma usina eólica de 30 MW é de R\$ 3.500/kW. Em 2009, a capacidade instalada de energia eólica no país era de 606 MW. Seu preço de mercado é de cerca de R\$ 200/MWh e seu custo deve diminuir com a ampliação da escala de produção. No leilão de energia de reserva de dezembro de 2009, o preço médio de venda foi de R\$ 148,39/MWh.

Bioeletricidade (termelétricas movidas a biomassa de cana de açúcar)

A bioeletricidade resulta da utilização do bagaço de cana para geração de energia elétrica. Em 2010, as usinas de açúcar e etanol têm uma capacidade instalada de cerca de 4.500 MW, utilizando 3.000 MW em sua atividade produtiva. Estima-se que essa capacidade chegue a 6.700 MW em 2010 e atinja 26.300 MW em 2021. Nos leilões entre 2005 e 2008, houve contratação de 803 MW de bioeletricidade. O preço médio nos leilões foi de R\$ 139/MWh (em junho de 2007) e de R\$ 59/MWh (em agosto de 2008).

Gráfico 4: Potencial de mercado da bioeletricidade e projeção de carga do sistema



O potencial de bioeletricidade está concentrado, principalmente, nas regiões Sudeste e Centro-Oeste – onde estão localizados cerca de 80% da produção de açúcar e etanol –, mas nem sempre próximo ao sistema de transmissão. A conexão dessas usinas às linhas de transmissão por ICGs deve permitir o acesso competitivo desse potencial ao mercado.

Condições sazonais fazem com que a geração termelétrica a biomassa de cana ocorra de forma contínua durante os meses de processamento da safra (abril a novembro) no estado de São Paulo (60% da produção de cana do Brasil), onde se localiza o principal centro de carga do Brasil (32% do consumo de energia elétrica do país). Esse fato se articula à operação energética do sistema e à preservação do estoque de energia nos reservatórios. O ONS estima que a inserção de 1.000 MW médios de bioeletricidade na matriz elétrica entre os meses de maio e novembro (período seco) preserve cerca de 4% da capacidade dos reservatórios das regiões Sudeste e Centro-Oeste.

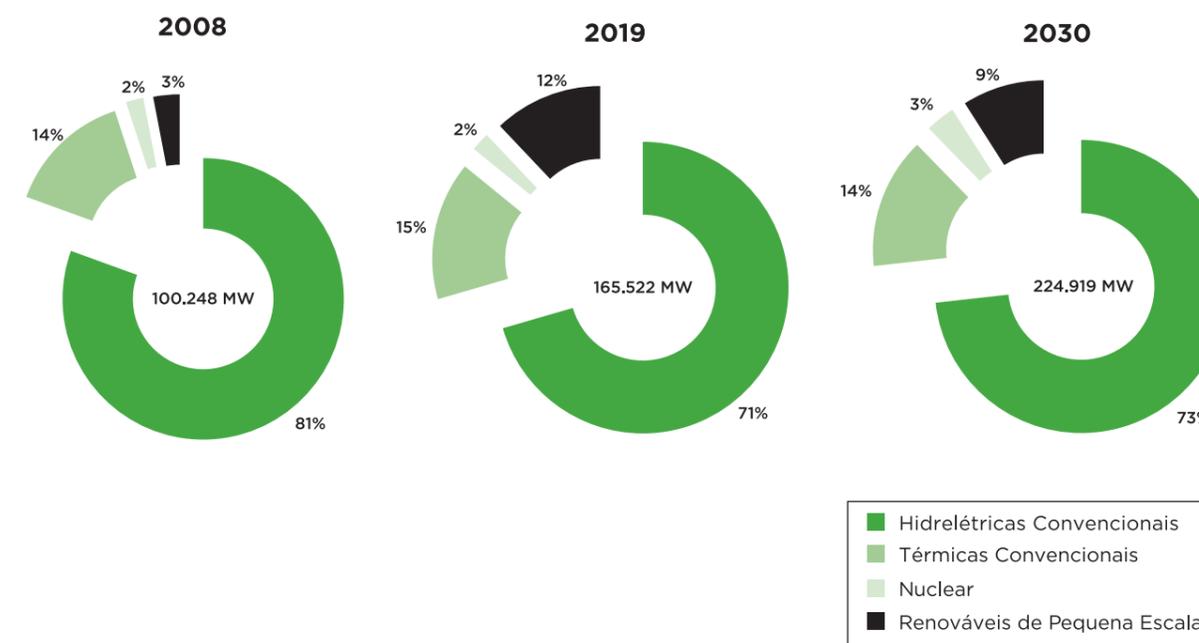
Com o crescimento da capacidade de produção de etanol, a introdução de caldeiras mais eficientes, a ampliação da colheita mecanizada e o aproveitamento da palha como combustível adicional, a bioeletricidade deve aumentar substancialmente sua participação na matriz elétrica do país. A venda de energia elétrica em contratos de 15 anos pode funcionar como uma renda aos produtores, reduzindo eventuais efeitos de variação dos preços do açúcar e do etanol.

DIVERSIDADE ENERGÉTICA E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

As restrições da operação hidrotérmica evidenciam a necessidade de estruturar uma matriz elétrica formada por um conjunto diversificado de tecnologias energéticas. A dependência em relação aos recursos hídricos e à ampliação da geração hidrelétrica apresenta riscos, tanto físicos (relacionados à menor capacidade de armazenamento na região Norte, na qual deve ocorrer a expansão do sistema), quanto hidrológicos (relacionados ao risco de alteração no regime pluviométrico), quanto de conclusão de projetos (relacionados a atrasos na conclusão dos grandes projetos hidrelétricos).

Há uma tendência ao aumento dos custos de geração em razão dos custos crescentes das hidrelétricas menores a serem implantadas e da utilização crescente de geração térmica e fontes renováveis de pequena escala. Ao lado disso, a diversidade e escala que seriam obtidas caso houvesse uma determinação institucional estabelecendo proporções definidas para cada tecnologia energética - poderiam melhorar a segurança de fornecimento e dar maior competitividade à geração não hidrelétrica, permitindo a transição a uma nova gestão do sistema elétrico. O Plano Nacional de Energia 2030 apresenta uma indicação da matriz energética proposta pelo governo atual.

Figura 2: Evolução da matriz elétrica (2008/2019/2030)



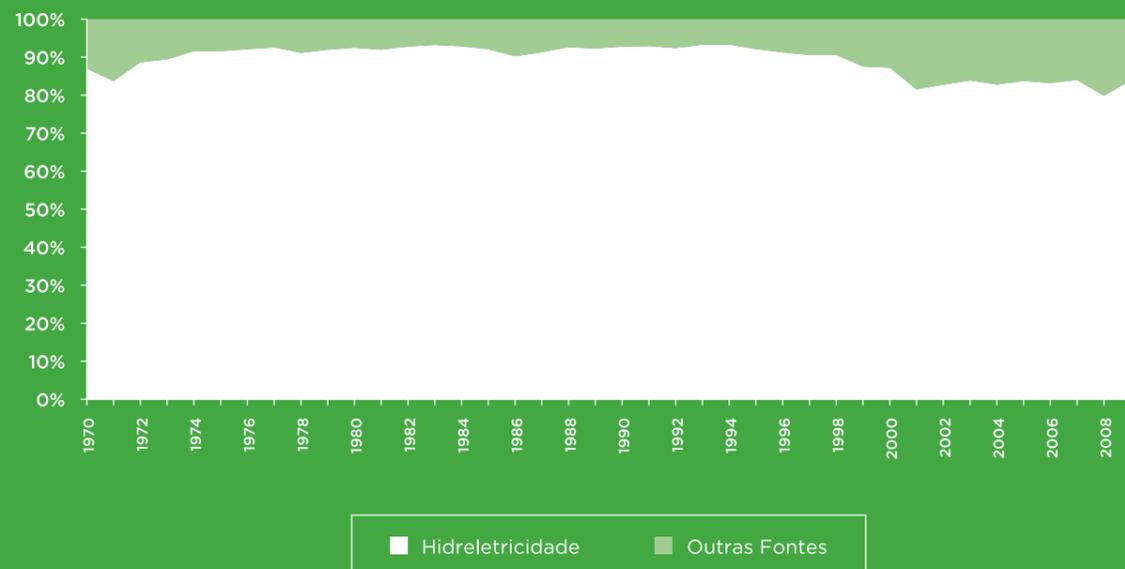
A questão da dependência não pode ser sancionada apenas sob o prisma das emissões de gases de efeito estufa, mas deve incluir seus efeitos potenciais sobre o funcionamento do sistema elétrico e as atividades produtivas. Há riscos econômicos, climáticos, políticos e geopolíticos em uma matriz elétrica dependente, em sua maior parte, de apenas uma fonte energética. Em contrapartida, uma cesta diversificada de fontes energéticas aumenta a autonomia de gestão do sistema elétrico, na qual interferem questões como o preço das fontes energéticas, sua disponibilidade, competitividade e condições de acesso a um maior número de fornecedores.

SEGURANÇA E DIVERSIDADE

O Plano Anual de Operação Energética (PEN) procura aumentar a margem de segurança da operação do sistema. No PEN 2010 – no qual o operador do sistema avalia as condições de atendimento pelo sistema de transmissão ao mercado previsto entre 2010 e 2014 – considera-se apropriada a avaliação de cenários com maior participação da geração térmica, menores custos de operação e menores inflexibilidades (gás natural, GNL e carvão) diante da perda gradual da regularização plurianual e anual dos reservatórios.

A variável relevante para a segurança energética do sistema é o estoque de energia, i.e., a água armazenada nos reservatórios, que determina a estratégia a ser adotada pelo operador do sistema no início da estação de chuvas. O histórico das afluições nas bacias que compõem o sistema elétrico determina a escolha do operador e o acionamento ou não de usinas térmicas para aumentar a utilização da energia hidrelétrica na estação seca. Essa estratégia tende a ser alterada com a redução gradual da reserva disponível nos reservatórios e a necessidade de diversificar as tecnologias de geração elétrica para garantir a segurança do fornecimento e a sustentabilidade da operação energética.

Gráfico 5: Geração hidrelétrica e geração total



Em dezembro de 2009, a capacidade instalada do sistema elétrico brasileiro era de 107.008 MW e a demanda máxima de 68.018 MW. A margem de reserva seria de 36%. No entanto, diversas tecnologias de geração compõem a capacidade instalada do sistema e os seus fatores de capacidade (razão entre a energia gerada e a capacidade instalada) devem ser considerados para que se tenha a oferta efetiva de energia. Em especial, no caso da energia hidrelétrica, as características sazonais de sua utilização fazem com que seu fator de capacidade seja compreendido entre 40 e 50%. Além disso, como a expansão do sistema e a

implantação de novas usinas hidrelétricas deverá ocorrer na região Norte, onde está o maior potencial de recursos a serem aproveitados, essa evolução tende a reduzir o fator de capacidade (ou fator de utilização) da energia hidrelétrica em razão das condições sazonais que prevalecem na região Norte, tais como estação seca mais longa, menor capacidade de armazenamento pelas características dos rios e maior dependência do regime de chuvas.

Para garantir a segurança no fornecimento de energia elétrica será necessário ampliar a diversidade de tecnologias energéticas de geração. A dependência em relação à hidreletricidade tem-se justificado por sua competitividade e por ser uma fonte renovável com vantagens no plano ambiental. Embora essa dependência venha se reduzindo ao longo do tempo, ela ainda é substancial, considerando a evolução de sua participação na energia gerada.

A operação energética do sistema aplica uma série de medidas para garantir a segurança de fornecimento. A margem de segurança corresponde ao nível mínimo de água armazenada nos reservatórios. A criação da CAR e o acionamento de usinas sem considerar a ordem dos custos de geração são duas medidas com esse objetivo.

A Resolução nº 8 (de dezembro de 2007) do CNPE determina que a Aneel estabeleça as condições para a utilização pelo ONS da CAR, tendo por base a adoção, por submercado, de uma curva bianual de segurança de armazenamento dos reservatórios equivalentes das usinas hidrelétricas, revisada anualmente.

Na mesma Resolução nº 8, o CNPE concedeu autonomia ao CSME para autorizar o acionamento de usinas elétricas sem considerar o custo econômico ou alterar o sentido do intercâmbio entre submercados. Essa medida foi tomada em novembro de 2008, gerando uma série de questões sobre o custo da energia elétrica resultante.

A evolução da margem de reserva e sua condição em relação à efetiva capacidade de geração do sistema elétrico reforçam a importância da formação de uma reserva composta por tecnologias energéticas com elevado fator de carga. Diante de possíveis atrasos de cronograma na construção de usinas ou de previsão de aumento da demanda, foi estabelecida a contratação de energia de reserva por meio de leilão, destinada a aumentar a segurança do fornecimento de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional, para criar um excedente de oferta e melhorar a confiabilidade do sistema (Decreto nº 6.353 de abril de 2008).

RISCOS RELACIONADOS À EXPANSÃO DA GERAÇÃO

Há um conjunto de riscos a serem considerados na expansão da geração de energia elétrica:

(1) Atraso na conclusão de novas usinas

O risco de conclusão de novas usinas de geração resulta em atraso na expansão da capacidade de geração (e.g., em julho de 2010, cerca de 20% da capacidade instalada hidrelétrica em construção estava com atraso em relação ao previsto). O operador do sistema estima que as previsões do PEN também tratam de corrigir atrasos eventuais.

(2) Risco na operação das usinas

Problemas na operação ao longo da vida útil da usina, como paradas não programadas.

(3) Risco regulatório

Alterações nos mecanismos regulatórios que advenham de pressões políticas dos governos sobre o agente regulador.

(4) Risco ambiental

Impactos ambientais não considerados no projeto das usinas que afetem seu funcionamento e desempenho, podendo afetar contratos de fornecimento e a participação no mercado livre.

(5) Riscos hidrológicos

Ocorre quando a quantidade gerada é inferior ao volume contratado, levando o gerador hidrelétrico a responsabilizar-se pela compra da diferença no mercado de curto prazo pelo preço *spot*. Como esse fato ocorre, em geral, quando a usina hidrelétrica não está produzindo energia, o preço *spot* tende a ser elevado. Esse aspecto está relacionado à volatilidade do preço da energia elétrica no mercado de curto prazo.

O sistema de transmissão é um elo crítico para garantir a segurança no fornecimento de energia elétrica. O crescimento da demanda e a expansão da capacidade de geração exigem novos investimentos com margem de segurança para evitar interrupções no serviço e prejuízos à atividade econômica. O sistema de transmissão apresenta vantagens locais, i.e., relacionadas à localização dos consumidores em relação ao uso do sistema de transmissão no horário de ponta e medido ao longo da Rede Básica por meio de barras ou indicadores de distância em relação ao centro de carga.

Quanto mais distante do centro de carga estiver o consumidor, menor o uso das linhas de transmissão, menor a tarifa de demanda (parte fixa da tarifa, por meio da qual se paga pelo uso da capacidade de transmissão) em horário de ponta e maiores as vantagens econômicas, que se traduzem por menores perdas na transmissão de energia elétrica e menores investimentos na rede. No entanto, o mesmo sinal locacional não existe no sistema de distribuição. Para uma mesma classe de tensão, pagam a mesma tarifa de transporte o consumidor que se encontra próximo da rede de transmissão e aquele que se acha no fim de linha do sistema de distribuição.

A inclusão do sinal locacional nos sistemas de distribuição de energia elétrica foi dada pela introdução da TUSD-G, que reconhece a localização geográfica dos geradores, com maior vantagem para o gerador que estiver mais próximo do centro de consumo (menor o uso das linhas de transmissão para atender aos consumidores) e pela incorporação da tarifa de transmissão, resultando em uma única tarifa. Em consequência, passa a ser racional a utilização da geração descentralizada, por meio de fontes renováveis de pequena escala.

Na maior parte dos países, entende-se a Geração Distribuída como a produção de energia elétrica a partir de uma unidade de geração localizada na área de concessão de uma distribuidora e que fornece energia elétrica diretamente aos consumidores. A capacidade de uma unidade de geração distribuída varia em função da tecnologia utilizada, que inclui motores a combustão, microturbinas a gás, geradores eólicos, usinas a biomassa, usinas a resíduos sólidos, células de combustível, painéis fotovoltaicos e usinas termosolares.

No Brasil, a legislação se refere à Geração Distribuída como sendo geração da distribuidora, i.e., energia elétrica gerada exclusivamente para a distribuidora, que a utiliza para atendimento de sua demanda e pode mesmo contratar até 10% de sua carga nessa modalidade a partir de chamada pública ao invés de fazê-lo por leilão. Entendida desse modo, a geração distribuída permite às distribuidoras aliviar os troncos de transmissão e ampliar a segurança na gestão do sistema elétrico. Além disso, amplia a sua segurança, fazendo com que disponha de unidades de Geração Distribuída em áreas críticas de seu sistema, economizando no reforço de suas linhas de distribuição e melhorando a qualidade do serviço no conjunto de sua área de concessão. Adicionalmente, a utilização da geração distribuída reduz a demanda apresentada pela distribuidora nos leilões de energia nova.

Na legislação do setor elétrico, as condições de comercialização do que pode ser chamado de **geração descentralizada** a partir de fontes renováveis de pequena escala reúnem as características e vantagens da Geração Distribuída tal como é aplicada e incentivada em muitos países. Assim, consumidores a partir de 500 kW de demanda de energia – o que interessa aos chamados Consumidores Especiais, que têm entre 500 e 3.000 kW (e.g., *shopping centers*, hotéis, hipermercados e grandes consumidores de energia) – podem negociar diretamente no mercado livre com geradores de renováveis de pequena escala (PCHs, usinas

eólicas e usinas movidas a biomassa), pagando a tarifa pela uso da rede de distribuição (TUSD) e podendo obter descontos de pelo menos 50% nessa tarifa.

Esse mecanismo permite ampliar a oferta de energia elétrica, melhorando a segurança de fornecimento, a flexibilidade da operação e a diversidade da matriz elétrica. Além disso, reforça a possibilidade de escolha de consumidores que têm alternativa de suprimento e podem considerar esses critérios para decidir seu fornecedor de energia elétrica e contribuir para ampliar a escala de produção dessas tecnologias.

Há uma situação de especial interesse para os consumidores que são alimentados em média e alta tensão. Esses consumidores estão submetidos à chamada **tarifa horossazonal**, que estabelece uma diferença entre o preço da energia nos horários de ponta e fora de ponta e segundo as estações úmida e seca. Essa tarifa afeta apenas o sistema de distribuição, que normalmente já cobra a tarifa de uso das linhas de transmissão (TUST). Diante disso, esses consumidores podem obter uma economia substancial recorrendo a geradores próprios (uma forma de geração distribuída), alimentados por gás natural (como microturbinas) nas áreas servidas pela rede de distribuição de gás natural e por óleo diesel (grupo motor gerador diesel). A geração própria ou autogeração pode servir, ainda, como seguro diante de restrições conjunturais na oferta de energia elétrica, reduzindo a demanda nos horários de ponta e os investimentos da distribuidora necessários a este atendimento. Estima-se que a economia resultante da utilização de geradores próprios nos horários de ponta possa chegar a 30% da despesa de energia elétrica de uma empresa, embora esse valor dependa do custo do combustível utilizado.

A geração descentralizada pode ampliar a diversidade de opções de geração e a segurança de acesso aos recursos pelos consumidores especiais. Pode tornar-se uma alternativa capaz de aproveitar diferentes fontes energéticas (gás natural, resíduos) para a geração de energia elétrica e introduzir novas oportunidades no processo de expansão da geração.



CONCEITOS RELEVANTES NA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Carga crítica é a maior demanda que o sistema pode atender ou a Garantia Física do sistema.

Carga de demanda é a demanda máxima instantânea.

Carga de energia é a soma do consumo de energia elétrica com as perdas técnicas (i.e. que ocorrem no processo de transmissão e de distribuição) e as perdas não-técnicas (i.e. principalmente resultantes de desvio ilegal da energia distribuída). Corresponde à necessidade total de geração de energia elétrica para atender ao mercado.

Cascata é a sequência de usinas hidrelétricas situadas ao longo de uma bacia, tendo vantagem relativa a usina localizada a montante de outra.

Centro de carga é o local de concentração da demanda de uma determinada área. O maior centro de carga do Brasil é formado pela Região Metropolitana de São Paulo.

Classificação por ordem de mérito ocorre quando, para a operação econômica do sistema, ordenam-se as unidades de geração elétrica, movidas por tecnologias e fontes de energia diversas, em função do preço da energia gerada e de sua disponibilidade.

Curva de carga ou curva de utilização da energia elétrica retrata os volumes de energia elétrica que são demandados por consumidores em determinado intervalo de tempo (dia, mês, ano), cabendo notar que esse perfil de demanda pode ser apresentado em termos geográficos (para o país, para uma região, para uma distribuidora) ou setoriais (industrial, comercial, residencial). A demanda de eletricidade atinge níveis superiores à média em certos momentos do dia e – dependendo do setor consumidor – em certas estações do ano, indicando uma necessidade adicional, mas temporária, de energia elétrica em comparação com o nível regular de consumo. Em razão dessas características da demanda de eletricidade, os investimentos em geração devem ser avaliados de modo a atender a demanda regular (geração na base da curva de carga) e a demanda de ponta (geração na ponta da curva de carga).

Curva de aversão ao risco (CAR) indica a evolução, ao longo de um período de dois anos, do nível mínimo de armazenamento de um subsistema para garantir o atendimento do mercado e assegurar a capacidade de recuperação dos seus reservatórios.

Energia firme de uma usina hidrelétrica (ou capacidade de produção constante de energia) é a máxima produção contínua de energia que pode ser obtida, supondo a ocorrência da seqüência mais seca registrada no histórico de vazões do rio onde ela está instalada.

Energia firme do sistema é o maior valor possível de energia capaz de ser produzido continuamente pelo sistema, sem a ocorrência de *deficits*, considerando que haja repetição das afluições indicadas no registro histórico, o que inclui a seca mais severa. A energia firme é calculada considerando as vazões do período

crítico do sistema elétrico brasileiro (junho de 1949 a novembro de 1956). Este período é o mesmo utilizado no dimensionamento das usinas hidrelétricas.

Energia natural afluyente é a energia hídrica que pode ser gerada com a vazão de água de um rio que chega ao reservatório de uma usina hidrelétrica, não considerando o efeito regularizador do reservatório e considerando o rendimento da usina. A energia natural afluyente não é constante ao longo do ano, sendo sujeita a incerteza.

Fator de capacidade é a razão entre a geração efetiva de uma usina e sua capacidade total de geração em um período de tempo, geralmente um ano. Há diferentes fatores de capacidade em função de condições técnicas, econômicas ou sazonais que incidem sobre o funcionamento das diversas tecnologias de geração. Indica a efetiva participação da usina na oferta anual de energia elétrica.

Garantia Física do Sistema Interligado Nacional (SIN) é a garantia correspondente à máxima quantidade de energia [oferta total de energia física] que este sistema pode suprir para um dado critério de garantia de suprimento. Esta energia é rateada entre todas as usinas de geração que constituem o sistema, a fim de se obter a garantia física das usinas para sua comercialização de energia por meio de contratos. Corresponde à contribuição energética de um conjunto de usinas com suas características operacionais (inflexibilidades, CVU, restrições hidráulicas, entre outras) integradas às características do sistema (capacidade das interligações, proporção da carga entre as regiões, entre outras).

Garantia Física de uma usina é a energia assegurada da usina, determinada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), que leva em consideração a potência total da usina, as taxas de indisponibilidade forçada e programada, o custo variável unitário (CVU) da usina, entre outros fatores. O Certificado de Garantia Física (em MWh/ano) é a capacidade de produção de energia em base sustentável e corresponde à quantidade máxima de energia que uma usina hidrelétrica ou termelétrica pode comercializar. No caso das usinas termelétricas, a garantia física corresponde à disponibilidade da usina, i.e., a capacidade instalada descontando as interrupções para manutenção e por falhas.

Geração na base da curva de carga é a quantidade de energia gerada por usinas que são operadas continuamente. Tecnologias energéticas com elevado custo de investimento e relativamente baixo custo variável são mais apropriadas para a geração de base, de modo a atender uma demanda de base, que se mantém invariável ao longo do tempo.

Geração na ponta da curva de carga é a quantidade de energia gerada por usinas que são operadas para atender a demanda de ponta. Tecnologias energéticas com menor custo de investimento e custo variável (de combustível) relativamente elevado são indicadas para a geração de ponta, de modo a atender a demanda que, em alguns momentos, excede a demanda de base. No Brasil, a demanda de ponta é atendida, muitas vezes, pelo acionamento de usinas hidrelétricas.

Indisponibilidade está relacionada a um volume de energia gerado pela usina inferior ao volume declarado ou por falhas no fornecimento de combustível.

Margem de reserva é uma medida utilizada para determinar se a capacidade de geração é suficiente para

atender a demanda. Pode ser definida como a porcentagem da capacidade instalada que excede a demanda máxima ao longo de um dado período (ano, mês ou dia) e que pode cobrir, quando necessário, eventuais acidentes, interrupções ou falhas que impliquem no desligamento temporário de usinas. Nos países da OCDE, a margem de reserva é de 15 a 20% acima da capacidade necessária para atender a demanda máxima do sistema. Sistemas com elevado percentual de usinas hidrelétricas devem levar em conta que a energia assegurada a uma usina hidrelétrica tem sido de 50 a 54% de sua capacidade instalada. A margem de reserva é uma medida de capacidade e não de energia. Folga no sistema de geração é indicada, também, pela existência de reservatórios de regularização com nível acima do necessário, o que configura um excesso de energia e não de capacidade. Com o crescimento da demanda e o aproveitamento de recursos hídricos menos eficientes, os reservatórios de regularização tendem a cumprir esta função com rendimento decrescente, tornando necessário ampliar a proporção de geração térmica na matriz elétrica.

Média de Longo Termo (MLT) é uma média das afluições mensais. Com a MLT é criado um cenário no qual a afluição de cada mês é a média das afluições daquele mês durante todo o período do qual se tem histórico (de 1931 a 2009).

Megawatt médio corresponde à razão entre a geração ou consumo de energia (MWh) em um período de tempo dado. Megawatts médios homogeneizam diferenças entre tecnologias de geração, que possuem tempos de utilização diferentes (fatores de capacidade) em razão de condições físicas (energia natural afluyente) ou técnicas (desligamento para manutenção ou reposição de combustível), entre outras.

Operação energética do sistema é a integração elétrica entre diferentes bacias hidrográficas de modo a otimizar os custos de operação do parque gerador (operação em complementação térmica) por meio do deslocamento de geração térmica de custo elevado por geração hidráulica. Com objetivos análogos, o sistema elétrico brasileiro foi operado pelo GCOI (Grupo de Coordenação da Operação Interligada) da Eletrobrás desde a década de 1970.

Período crítico é o intervalo de tempo entre o momento em que o armazenamento de água – de um rio, de uma bacia ou do conjunto do sistema – está em seu nível máximo (com todos os reservatórios cheios) e o momento em que está em seu nível mínimo (com todos os reservatórios vazios) sob as seguintes condições: **(1)** sem que ocorra reenchimento total, e **(2)** atendendo a sua energia firme. O período crítico varia de rio para rio. O período crítico do Sistema Interligado Nacional é o período de 90 meses compreendido entre junho de 1949 e novembro de 1956.

Rede Básica de Transmissão é o conjunto de **(1)** linhas de transmissão em tensão igual ou superior a 230 kV que compõem o Sistema Interligado Nacional por onde é realizado o serviço de transporte de grandes quantidades de energia elétrica por longas distâncias e de **(2)** subestações terminais que atendem distribuidoras de energia elétrica ou grandes consumidores.

Risco de deficit é o risco de insuficiência na oferta de energia para atender a demanda. O regime atual do sistema elétrico estabelece que esse risco é aceitável para valores inferiores a 5%, i.e., em até 5% do total das séries de afluição consideradas no modelo, a geração não consegue atender a demanda. Quando o risco de *deficit* supera 5%, dependendo do prazo que se disponha para enfrentá-lo, pode ainda ser possível ampliar a capacidade de geração ou pode ser inevitável um racionamento. O modelo NEWAVE, utilizado

II. INOVAÇÕES ENERGÉTICAS

SUMÁRIO

INOVAÇÕES ENERGÉTICAS

50 INTRODUÇÃO

53 INOVAÇÕES ENERGÉTICAS EVOLUTIVAS

59 INOVAÇÕES ENERGÉTICAS DE RUPTURA

64 BARREIRAS ÀS INOVAÇÕES ENERGÉTICAS

RESUMO

A introdução de inovações energéticas está relacionada à evolução dos preços da energia, principalmente do preço do petróleo, que determinam sua competitividade e integração, seja como inovações evolutivas, quando se ajustam ao sistema existente de produção e uso de energéticos, seja como inovações de ruptura, quando implicam em descontinuidade tecnológica e uma nova organização dos sistemas de produção e de uso da energia.



INTRODUÇÃO

A globalização e a complexidade das atividades econômicas e sociais vêm determinando a adoção de novos parâmetros para o desenho e funcionamento dos sistemas energéticos. Critérios que atendam as novas necessidades de organização das atividades da sociedade e de competitividade da economia determinam restrições e objetivos para a gestão da oferta e demanda de energia. Neste novo ambiente, um sistema energético passa a ser estruturado de modo a garantir: **(1)** sustentabilidade; **(2)** segurança de fornecimento e de abastecimento; **(3)** baixo nível de carbono; e **(4)** autonomia de negociação no mercado internacional em um quadro legal, fiscal e regulatório transparente, estável e bem desenhado.

O processo que permite chegar a esse resultado envolve a substituição gradual de recursos que apresentem riscos (econômico, político, geopolítico, ambiental) por outros mais seguros, desenvolvidos em função de avanços tecnológicos, graças a uma flexibilidade operacional na gestão do sistema e à sua interação com o mercado internacional. Essa transição se realiza pela aplicação de inovações nos processos de produção e de uso da energia.

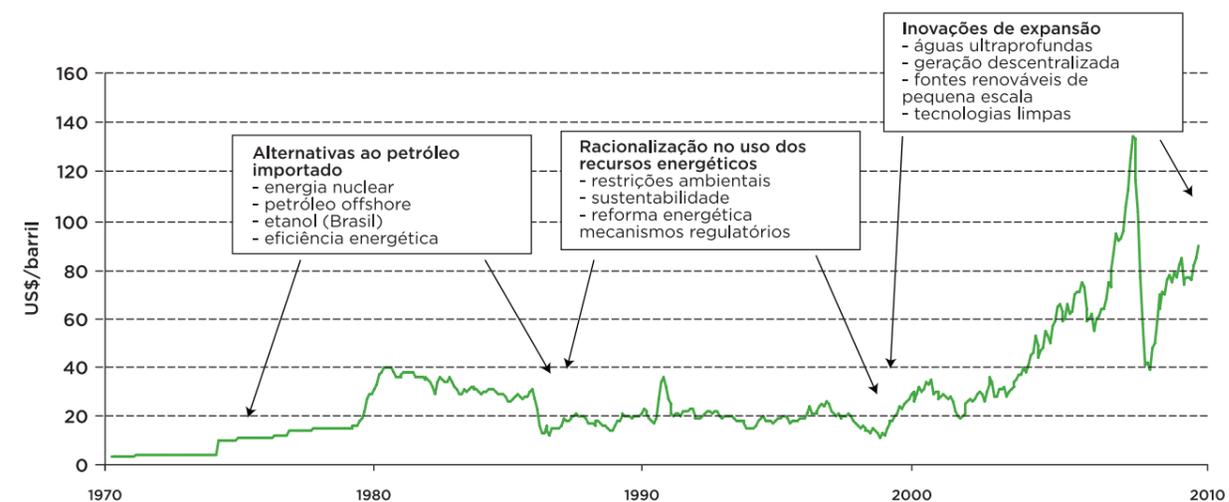
Inovações energéticas envolvem processos que podem: **(1)** aumentar os recursos energéticos; **(2)** ampliar a qualidade dos serviços energéticos; e **(3)** reduzir os custos econômicos, ambientais e políticos associados à oferta e ao uso de energia. A inovação energética pode atenuar limitações e permitir que sejam superados conflitos inerentes aos processos de produção e uso da energia, conciliando

objetivos conflitantes de política energética, tais como, produzir combustíveis fósseis e, ao mesmo tempo, reduzir a emissão de gases de efeito estufa.

Em um sistema energético, há inovações evolutivas e inovações de ruptura. As **inovações evolutivas** se inserem no sistema de produção e uso de energéticos existentes, como, por exemplo, a captura e armazenamento de dióxido de carbono (CCS) e a rede elétrica inteligente (*smart grid*). As **inovações de ruptura** (como o carro elétrico e as células a combustível) implicam em descontinuidade tecnológica e uma nova organização dos sistemas de produção e dos sistemas de uso da energia. A inovação de ruptura é, de fato, um processo radical, que muda a métrica ou padrão das condições de concorrência entre as empresas. Cabe assinalar que as inovações energéticas podem ser aplicáveis a unidades de consumo estacionárias (como centrais elétricas, fábricas ou edifícios) ou móveis (e.g., veículos).

Um dos direcionadores da inovação energética é a evolução do preço da energia produzida a partir das tecnologias convencionais, i.e., aquelas que estão inseridas atualmente no sistema energético. A viabilidade econômica de uma inovação energética pode ser estimada pelo seu custo em desenvolvimento, que é dado pela evolução previsível de seus custos de produção ao longo de um período de tempo. Além disso, a evolução dos preços da energia (especialmente do petróleo) funciona como uma referência para a entrada de inovações energéticas no mercado. [ver Gráfico 1 - Evolução do preço *spot* do petróleo (WTI), 1970-2010]

Gráfico 1: Evolução do preço *spot* do petróleo (West Texas Intermediate), 1970-2010



Os mercados para a inovação energética surgem quando: **(1)** os preços dos energéticos convencionais aumentam diante de uma demanda crescente que não é totalmente atendida pela capacidade de produção existente; **(2)** surgem outras opções tecnológicas mais efetivas para atender a demanda; **(3)** há externalidades (deseconomias externas) geradas pela produção e utilização convencionais da

energia, levando os governos a impor novas políticas ou regulações que melhorem as condições de mercado para novas tecnologias.

Para a gestão dos recursos não renováveis, há inovações que permitem ampliar o horizonte de tempo de sua utilização. São **inovações de expansão**, que preservam padrões de desempenho e modelos de negócio existentes. A inovação de expansão é uma fonte de inovação evolutiva. É o caso das inovações recentes na área de Exploração e Produção de petróleo e gás natural (como imageamento sísmico, aplicação de tecnologia digital, sistemas de recuperação ampliada de petróleo), que se inserem na estrutura produtiva existente, mantendo os mesmos dispositivos técnicos de transporte, distribuição e comercialização dos produtos, e ampliando o horizonte de exploração do petróleo e do gás natural. A ampliação da fronteira de produção de petróleo e gás natural para águas ultraprofundas (i.e., entre 1.500 e 3.500 metros de lâmina d'água), como a camada pré-sal no Brasil, tornou-se possível pela introdução de inovações de expansão.

Ao longo do século XX, os modelos de negócio do setor energético foram se definindo a partir de uma métrica (padrão de concorrência) organizada em torno da realização de economias de escala, i.e., a produção de energia sendo realizada a um custo unitário cada vez mais reduzido e mais competitivo quanto maior o volume produzido. A cadeia de valor da energia elétrica se formou em torno de unidades de geração cada vez maiores, capazes de gerar energia elétrica a um custo unitário mais competitivo e, com isso, ampliar a penetração da eletricidade para a satisfação das necessidades energéticas da sociedade. A cadeia de valor do petróleo se formou em torno do refino (processamento do petróleo bruto em grandes unidades, resultando em produtos petrolíferos padronizados), que condicionou as características de implantação dos segmentos a montante (*upstream*: Exploração e Produção, e Transporte) e dos segmentos à jusante (*downstream*, incluindo a Distribuição e a Comercialização).

As inovações que estão sendo introduzidas nos sistemas energéticos tendem a transformar a dinâmica anterior, orientada da produção ao consumo, para uma dinâmica nova, na qual os consumidores se tornam participantes, agentes e operadores do sistema. A centralização – que atinge um limite estrutural diante de restrições de ordem física, dificuldades de gestão e custos ambientais determinam um limite estrutural – deve ser gradualmente articulada à descentralização, com a integração de fontes energéticas renováveis de pequena escala, localizadas próximo dos locais de consumo, combinando mais eficaz e eficientemente recursos e necessidades em transmissão de energia elétrica.

Há um conjunto de novos investimentos a serem realizados nas áreas de armazenamento e construção de uma rede inteligente de energia que reverterá em maior competitividade, novas oportunidades e novos modelos de negócio.

Inovações introduzem novos modelos de negócio para as empresas energéticas. Carros elétricos e rede inteligente de energia criam novas oportunidades e mercado para empresas distribuidoras e comercializadoras de energia elétrica, enquanto a captura e armazenamento de carbono (CCS) abre novos mercados para geradoras, produtoras de gás natural e empresas industriais que poderão vender CO₂ para injeção em reservatórios de petróleo para ampliar a sua recuperação.

INOVAÇÕES ENERGÉTICAS EVOLUTIVAS

A introdução de tecnologias que se integram e valorizam os sistemas existentes de produção e uso de energéticos, sem alterar o padrão de desempenho e as condições de concorrência entre empresas, caracteriza as inovações evolutivas. São inovações que decorrem de adaptação das cadeias produtivas existentes, mas não alteram a métrica da indústria.

Avanços tecnológicos dessa natureza ocorreram na indústria de petróleo e ampliaram substancialmente o volume de recursos recuperáveis. Entre as inovações evolutivas, cabe evidenciar as técnicas de imageamento sísmico, técnicas de extração com o uso de poços horizontais, tecnologias de perfuração em águas ultraprofundas, de recuperação secundária e terciária, permitindo a superação da barreira de 35%, em média na indústria, para a recuperação primária do volume existente em uma jazida de petróleo.

No caso do gás natural, a extração do gás de xisto e as possibilidades com hidratos de gás natural não alteram a estrutura da cadeia de valor do gás natural.

O rendimento do carvão nas usinas termelétricas, que se mantém estacionário em 30-40%, pode melhorar com a introdução de tecnologias evolutivas como o leito fluidizado ou de sistemas de carvão supercríticos, que já estão sendo utilizados em alguns países, mas têm custo elevado. Os sistemas de gaseificação do carvão, uma inovação evolutiva muito cara e considerada de risco pelo setor elétrico, ainda não estão sendo utilizados em escala comercial.

No setor elétrico, um exemplo de inovação evolutiva foi dado pela introdução de turbinas avançadas a ciclo combinado, que reduziram o custo de investimento para geração térmica a gás natural e permitiram ganhos de eficiência na geração elétrica por terem baixa emissão de poluentes, período de construção rápido e menor custo operacional.

Recentemente, as políticas ambientais de restrição às emissões de CO₂ têm sido o principal direcionador para o desenvolvimento da captura e coleta de carbono (CCS na sigla em inglês), entendida como uma possibilidade de uma solução tecnológica para reduzir o aquecimento global. A CCS é uma tecnologia que concilia o consumo de combustíveis fósseis e a redução no nível de emissão de CO₂. Nesse sentido, é uma inovação evolutiva, que permite ampliar o consumo de combustíveis fósseis sob as novas restrições ambientais. A CCS ampliará a segurança energética de países que possuem carvão e podem, ao mesmo tempo, utilizar seus recursos, respeitar as restrições ambientais e ampliar sua segurança de fornecimento ao reduzir suas importações de gás natural de regiões politicamente instáveis. [ver Quadro 1 – Captura e Armazenamento de Carbono].

CAPTURA E ARMAZENAMENTO DE CARBONO

Captura e Armazenamento de Carbono (CCS, na sigla em inglês) é a captura permanente de cerca de 90% do dióxido de carbono (CO₂) emitido por fontes estacionárias (usinas de geração elétrica, unidades de produção industrial, refinarias) que utilizam combustíveis fósseis em seus processos de produção. Nesse processo, o CO₂ é armazenado no subsolo ao invés de ser lançado na atmosfera como ocorre atualmente.

A combustão de um combustível fóssil libera CO₂ e vapor de água, além do nitrogênio do ar utilizado na combustão. Já o processo de captura envolve a separação do CO₂ dos demais componentes da mistura de gases de combustão. CCS pode ser realizado por um conjunto de tecnologias que capturam e comprimem o CO₂ no local em que é emitido. Em seguida, é transportado ao local de armazenamento, onde será mantido permanentemente (segundo as previsões, 99% ao longo de 100 anos).

O transporte do CO₂ por duto é o mais apropriado. A evolução do transporte de CO₂ poderá seguir a mesma evolução do transporte de gás natural, começando por conectar grandes emissores e, gradualmente, integrando fontes menores de emissão às redes de transporte que conduzirão o CO₂ aos locais de armazenamento.

As principais alternativas para o armazenamento de CO₂, em função das diversas formações geológicas subterrâneas, são reservatórios deplecionados (i.e., dos quais já se extraiu o recurso) de petróleo e gás natural, formações salinas profundas e minas de carvão.

CCS é uma inovação na escala em que está sendo introduzido, mas existe desde a década de 1970, para ampliar a produção de petróleo a partir de um subproduto (CO₂) resultante da geração elétrica nos Estados Unidos. O CO₂ é transportado por uma rede de dutos (atualmente de 5.000 km), para ser injetado em campos de petróleo e ampliar sua extração. Em condições normais, retira-se apenas 35% do petróleo existente em um campo. Desse modo, ao mesmo tempo em que amplia a extração de petróleo, o CO₂ fica armazenado no reservatório.

Os três principais processos de captura de CO₂ são:

- (1) **oxi-combustão;**
- (2) **pós-combustão; e**
- (3) **pré-combustão.**

Na **oxi-combustão**, o combustível é queimado com oxigênio e CO₂, produzindo uma mistura de CO₂ e água, da qual se captura facilmente o CO₂.

Na **pós-combustão**, o CO₂ é separado da corrente gasosa após a combustão por absorção, utilizando solventes. Embora mais caro, este processo permite a utilização das usinas existentes, junto às quais são anexadas as instalações de separação de CO₂. Estima-se que este processo seja a base para projetos de grande escala.

Na **pré-combustão**, o combustível é gaseificado e convertido em uma mistura de CO₂ e hidrogênio, da qual se retira o CO₂. Essa produção de grandes volumes de hidrogênio pode ser utilizada para alimentar veículos de células de combustível.

Há projetos comerciais de CCS em operação na Noruega, Canadá, Argélia e Estados Unidos. A empresa de petróleo e gás natural StatoilHydro (Noruega) opera, desde 1996, o projeto *Sleipner* no Mar do Norte da Noruega, que vem a ser o mais antigo projeto do mundo de armazenagem de CO₂ em formação salina aquífera. Mais de 1 milhão de toneladas/ano de CO₂ são separados do gás natural em uma plataforma *offshore* e reinjetados em uma formação salina (Utsira), a mais de 1.000 metros abaixo do subsolo marinho, próximo à jazida de gás natural e com capacidade para receber 600 bilhões de toneladas de CO₂. Com isso, a StatoilHydro evita o pagamento de um imposto de carbono de US\$55/tonelada do governo da Noruega.

O maior projeto de CCS do mundo é o Weyburn-Midale, no Canadá, que armazena, em reservatório de petróleo, cerca de 2,8 milhões de toneladas/ano de CO₂, capturado no processo de produção de gás natural sintético a partir do carvão, pela empresa Dakota Gas em sua *Synfuels Plant*. Em seguida, o CO₂ é transportado por 320 km e utilizado para ampliar a produção de petróleo. Com isso, ao mesmo tempo, a gaseificação de carvão se beneficia de substancial redução da emissão de CO₂ e amplia-se a produção de petróleo com a injeção de CO₂.

O projeto de Salah (Argélia), da empresa estatal argelina Sonatrach com BP e Statoil, injeta 1 milhão de toneladas/ano de CO₂ no deserto do Saara (1.800 metros de profundidade) e deverá receber 17 milhões de toneladas ao longo da vida do projeto.

O projeto Rangely (Estados Unidos) utiliza CO₂ para recuperação ampliada de petróleo, separa CO₂ do gás natural extraído do campo de LaBarge (Wyoming) e armazenado no *Rangely Weber Sand Unit*, o maior campo de petróleo da região das Montanhas Rochosas.

Além desses, há vários projetos previstos de CCS, nos Estados Unidos, Japão, Austrália e China. A União Europeia tem previsto o financiamento de até 12 projetos de demonstração para promover a viabilidade comercial de CCS em 2020.

A captura de CO₂ tem por base as tecnologias utilizadas na indústria química e no refino de petróleo. Trata-se do componente de CCS com custo mais elevado, correspondendo a quase 70% do custo total da CCS, especialmente em razão do custo do equipamento de captura do CO₂ e do consumo adicional de energia – a chamada “penalidade energética” – necessário para realizar o processo de captura. Isso resulta em um consumo maior de energia (combustível) e na ampliação no tamanho da usina para obtenção do mesmo produto final. A disponibilidade de locais para estocagem ainda é uma incerteza em certas regiões, como a Europa.

Em 2008, as emissões mundiais de CO₂ foram de 28 bilhões de toneladas/ano, das quais 57% resultantes do consumo de combustíveis fósseis para a geração elétrica e a produção industrial. Combustíveis fósseis emitem CO₂ e continuarão a ser dominantes nas matrizes energéticas dos principais países consumidores de energia por várias décadas. Estima-se que elas atinjam 42 bilhões de toneladas/ano em 2030. A redução potencial global de CO₂ por meio de CCS é avaliada entre 1,5 e 4 bilhões de toneladas de carbono/ano, o que corresponde a 25% das emissões de CO₂ a partir de unidades estacionárias. Estima-se que CCS viabilize a redução de 20% das emissões de CO₂ da União Europeia em 2030 e de 20% das emissões globais em 2050.

A rede elétrica inteligente é outro exemplo de inovação evolutiva. Apesar de recorrer à tecnologia da informação e implicar na introdução de novos mecanismos de gestão do sistema elétrico, a rede elétrica inteligente pode ser implantada com adaptações na infraestrutura de transmissão e distribuição existentes. No plano de seus potenciais resultados, a rede elétrica inteligente é uma inovação que permite melhorar a eficiência do sistema e ampliar sua confiabilidade sem romper com a organização técnica e econômica da geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.



REDE ELÉTRICA INTELIGENTE (*SMART GRID*)

A Rede Elétrica Inteligente (*Smart Grid*, em inglês) é uma rede de distribuição de energia elétrica que utiliza tecnologia da informação, permitindo que consumidores, distribuidores, transmissores e geradores disponham de mecanismos integrados de controle sobre o uso da eletricidade e viabilizando a comunicação entre fluxos de informação e fluxos de energia elétrica. A Rede Inteligente integra um conjunto de tecnologias, que incluem, entre outras, a gestão eficiente da demanda, o armazenamento da energia elétrica gerada por fontes intermitentes e a conexão à rede elétrica da geração descentralizada. Os efeitos econômicos da Rede Inteligente são substanciais, permitindo o monitoramento e maior confiabilidade do fornecimento de eletricidade ao longo das linhas de transmissão e de distribuição, a coordenação da geração de fontes energéticas intermitentes (como a energia eólica e a solar) e a programação dos aparelhos de consumo fora dos horários de ponta (nos quais a energia elétrica, em princípio, deveria ter um preço diferenciado). A Rede Inteligente torna o sistema elétrico mais eficiente e o conjunto de seus participantes sensível aos sinais de mercado, de modo a tomar suas decisões de consumo em função das condições de oferta e demanda de energia elétrica.

Na prática, a Rede Elétrica Inteligente consiste na introdução de medidores e de uma infraestrutura de medição avançada, capaz de medir e comunicar dados de consumo de energia elétrica com precisão. A trajetória para a rede elétrica inteligente começa pela transformação da rede elétrica existente em uma rede mais inteligente, melhorando sua eficiência, garantindo sua confiabilidade e integrando ao sistema fontes energéticas intermitentes, i.e. a oferta dessas fontes depende de fluxos naturais, como a energia eólica e a energia solar, não sendo constante como a energia em estoque dos combustíveis fósseis ou da energia da água armazenada em reservatórios.

A rede elétrica no Brasil é um sistema integrado que articula 2.355 unidades de geração de energia elétrica com uma capacidade de geração de 113.555 MW conectadas a 97.000 km de linhas de transmissão e 2,35 milhões de km de linhas de distribuição, atendendo a 47 milhões de unidades consumidoras.

Introduzindo novas tecnologias e novos conceitos de gestão, a Rede Elétrica Inteligente conduzirá a uma mudança no modelo de negócio das empresas elétricas, permitindo associar o conjunto dos participantes envolvidos na oferta e demanda de energia elétrica. O novo desenho da cadeia de valor estabelece condições técnicas para que o consumidor também tenha oportunidade de extrair valor pela gestão de sua própria demanda de energia elétrica. A introdução de uma nova infraestrutura de medição do consumo de energia elétrica permitirá uma prestação do serviço mais sofisticada, considerando o consumo em tempo real e a utilização mais eficiente dos sistemas consumidores, reduzindo assim os custos de transmissão e melhorando a confiabilidade.

Como parte de um conjunto de inovações energéticas, a Rede Elétrica Inteligente viabilizará a inserção no sistema elétrico do carro elétrico, da geração descentralizada (solar, eólica, bioeletricidade, microturbinas a gás, células a combustível) e a armazenagem de energia. Estima-se que o carro elétrico e a introdução de carregadores inteligentes sejam elementos fundamentais para a consolidação da Rede Elétrica Inteligente, cabendo salientar a possibilidade dada ao consumidor de armazenar energia no carro elétrico e provê-la à rede.

A Rede Elétrica Inteligente altera o padrão de concorrência entre sistemas de geração da geração elétrica, que tem sido determinado por empreendimentos de grande escala, e torna mais acessível e competitiva a geração descentralizada de pequena escala, aliviando a carga das linhas de transmissão (reduzindo investimentos para sua ampliação) e valorizando a proximidade em relação ao consumidor.

As tecnologias utilizadas para a implementação da Rede Elétrica Inteligente incluem as áreas de sensores, medidores, dispositivos de armazenamento, telecomunicação, computação, tecnologia de internet, equipamento de energia elétrica e análise de sistemas de energia elétrica. **Baterias avançadas** são consideradas a principal aplicação para a viabilização da Rede Elétrica Inteligente. Elas podem ser utilizadas no momento em que as fontes renováveis (intermitentes) de pequena escala não estão disponíveis ou também como fontes energéticas convencionais (por exemplo, o gás natural) que sejam mais baratas que a energia elétrica distribuída pela empresa elétrica. Baterias avançadas poderão, ainda, ser utilizadas para viabilizar o carregamento rápido dos carros elétricos, dispensando investimentos na infraestrutura de distribuição.

INOVAÇÕES ENERGÉTICAS DE RUPTURA

No sistema energético, processos e produtos respondem a critérios e padrões de desempenho (econômicos e ambientais, entre outros) que formam as bases da concorrência. Em consequência, cadeias produtivas se estruturam em função das tecnologias adotadas, fornecendo os diversos energéticos ao mercado. A concorrência entre empresas tem por restrição o uso das tecnologias que preservam as cadeias de valor e os modelos de negócio.

Uma inovação energética de ruptura muda, de fato, as bases da concorrência porque introduz novos padrões de desempenho, diversos daqueles que prevaleciam anteriormente. Por exemplo, o veículo elétrico retira o transporte individual da cadeia de valor do petróleo e redefine (1) tanto as tecnologias adotadas para produzir o veículo pela indústria automobilística (diverso do que prevalecia para produzir veículos com motores de combustão interna), (2) quanto às modalidades (ainda em estudo) para realizar a carga periódica do veículo (que, em função do desenvolvimento tecnológico em andamento, poderá ocorrer nas residências, ampliando o mercado das distribuidoras de energia elétrica). Novos modelos de negócio são desenhados e novas empresas e tecnologias participam da valorização dos produtos. [ver Quadro 3 – Veículo Elétrico Híbrido de Tomada – Plug-in Hybrid Electric Vehicles (PHEV)].



VEÍCULO ELÉTRICO HÍBRIDO DE TOMADA - PHEV

Um veículo híbrido combina duas ou mais fontes de energia para obter a potência de propulsão. Os mais utilizados, atualmente, são carros híbridos à gasolina e eletricidade, com carga de bateria pela tomada (PHEV, na sigla em inglês), que associam as vantagens de cada fonte, aumentando a eficiência e melhorando o desempenho. A gasolina oferece autonomia, reabastecimento rápido e velocidade, enquanto a eletricidade não polui (não emite) e é mais eficiente. Considera-se, ainda, como motores híbridos aqueles que utilizam dois ou mais combustíveis, como os automóveis *flex-fuel*, que utilizam etanol e gasolina. Fala-se, também, de ‘hibridação’ de motores como sendo o processo de combinar duas ou mais fontes de energia para movimentar um veículo.

O veículo híbrido de tomada tem um motor de combustão interna menor que os convencionais e um reservatório de combustível, além de um motor elétrico e um gerador, baterias e transmissão. O combustível (em princípio gasolina, mas também etanol, caso se introduza motores *flex-fuel*) e a eletricidade podem ser combinados de várias maneiras. A bateria é carregada pelo motor à gasolina.

Há três sistemas de carro híbrido (em paralelo, em série e misto) em função do tamanho do veículo. Carros pequenos utilizam o híbrido em paralelo, no qual a gasolina alimenta o motor à gasolina e as baterias acionam o motor elétrico. Os dois motores ativam a transmissão, que movimenta as rodas. Automóveis maiores utilizam o híbrido em série, no qual a gasolina apenas ativa o gerador, que carrega as baterias ou aciona o motor elétrico, a partir do qual se impulsiona a transmissão e o movimento do carro. O híbrido misto combina os dois sistemas.

A autonomia é uma condição relevante para a adaptação dos PHEVs aos sistemas existentes, fazendo desta tecnologia uma inovação evolutiva, mais próxima das condições de autonomia dos veículos com motor a combustão interna. Depois de cada recarga, em função da capacidade de armazenamento da bateria, PHEVs podem funcionar com energia elétrica ao longo de determinada distância, geralmente entre 20 km (para os modelos PHEV20) e 80 km (no caso dos PHEV80), o que viabiliza sua utilização para deslocamentos urbanos. Estima-se que, na Europa, 85% dos deslocamentos sejam inferiores a 25 km por dia e que, nos Estados Unidos, 60% dos deslocamentos não excedam 50 km por dia.

O Toyota Prius (1997) foi o primeiro veículo híbrido em série com vendas mundiais de 2 milhões de unidades, principalmente, nos Estados Unidos, com mais de 800.000 veículos até 2009. Ao longo da década de 2000, as vendas mundiais chegaram a aproximadamente 1,5 milhão de veículos híbridos, sendo sua penetração de quase 3% nos Estados Unidos. No Brasil, desde 2010, há dois modelos de veículos híbridos: Mercedes Classe S 400 Hybrid e Ford Fusion Full Hybrid. Embora haja projetos de demonstração, nenhuma empresa produz atualmente PHEVs em escala comercial.

Alguns grandes fabricantes de bateria tendem a tornarem-se participantes principais na cadeia de valor do carro elétrico, ganhando economia de escala e experiência e tornando-se fornecedores competitivos de várias montadoras. Empresas e países produtores de lítio (Bolívia) e terras raras (China), matérias primas para os componentes principais dos carros elétricos a bateria também terão participação estratégica na nova cadeia de valor, e suas alianças com empresas da indústria automobilística e fabricantes de bateria tendem a ser decisivas. Outro participante relevante na cadeia de valor dos carros elétricos à bateria será o setor elétrico, que envolverá, gradualmente, o setor de transporte, ganhando espaço e receitas antes orientados às empresas de petróleo.

Vale assinalar que, no caso do carro elétrico, o custo total da infraestrutura de carregamento até 2020 é estimado em US\$20 bilhões, dos quais 40% nos Estados Unidos, 30% na Europa Ocidental e 30% no resto do mundo. Cerca de 60% do total (US\$12 bilhões) servirão para a criação e o apoio de infraestrutura pública de carregamento, que deverá ser financiada (ao menos inicialmente) por governos, empresas elétricas e empresas de construção.

No início, uma inovação energética de ruptura pode não atender aos padrões de desempenho existentes, enfrentando barreiras e obstáculos para sua implementação. Durante um período, sua introdução fica restrita ao desenvolvimento de projetos de desenvolvimento, sem condição de competir efetivamente na oferta. Mas, na sequência, o desempenho de uma inovação de ruptura aumenta ao longo do tempo e supera o nível das tecnologias existentes. Por exemplo, a menos que sua energia seja armazenada em baterias, fontes energéticas intermitentes, como a energia eólica e a energia solar, não oferecem o mesmo padrão de desempenho das fontes energéticas convencionais, com fornecimento constante e que podem atender o mercado na potência requerida a qualquer momento do dia. Outro exemplo é dado pelo carro elétrico, que não conseguirá competir no mercado do transporte individual enquanto não for equacionada a questão de sua autonomia, o que depende da produção de uma bateria que tenha a densidade energética requerida a um custo competitivo. [ver Quadro 4 – Veículo Elétrico a Bateria].



VEÍCULO ELÉTRICO A BATERIA

O veículo elétrico a bateria utiliza um motor elétrico e uma bateria para armazenar eletricidade. A bateria constitui quase 70% do preço do carro e tem sido objeto de substancial investimento e pesquisa por parte da indústria automobilística mundial. O componente mais caro da bateria é a célula, que corresponde a 65% do custo da bateria. Há vários tipos de bateria em concorrência. Há, portanto, uma grande incerteza sobre o que vai prevalecer. O veículo elétrico prescinde do motor de combustão interna, do grupo moto propulsor e do tanque de combustível, o que corresponde a uma economia considerável.

Os fatores críticos para a viabilização econômica do veículo elétrico são autonomia e custo. A autonomia tem como aspecto crucial a capacidade de armazenagem da bateria. A autonomia oferecida pela bateria é dada por sua capacidade de armazenagem de eletricidade (em kWh). Quanto maior a capacidade, maior a autonomia do veículo, mas a um custo crescente. A tecnologia atual permite uma autonomia de cerca de 60 km.

Para uma autonomia de 500 km, a capacidade de armazenagem deve ser de 75 kWh. O custo atual de uma bateria é de US\$1,000 a US\$1,200/kWh, e o objetivo dos fabricantes é atingir um custo de US\$250/kWh, contando com uma redução de 6 a 8% ao ano. Assumindo que, com a produção em escala, o custo caia para US\$500/kWh, o valor da bateria de 75 kWh seria aproximadamente de US\$40,000 por carro, o que não é competitivo com os carros convencionais. Por outro lado, para uma autonomia de 130 km, a bateria deverá ter uma capacidade de armazenagem de 20 kWh, a um custo aproximado de US\$10,000 a US\$14,000. Por esse fato, para ser competitivo, o veículo elétrico está sendo promovido, inicialmente, com baterias de menor capacidade, que permitem uma autonomia de 50 a 200 km.

Há dois parâmetros importantes na avaliação do desempenho de uma bateria: (1) a densidade de energia, que indica a autonomia; e (2) a densidade de potência, que indica a aceleração.

A densidade de energia é a quantidade de energia (em watt-hora - Wh) que pode ser armazenada e fornecida por unidade de peso (quilograma) ou volume (litro) de uma bateria (Wh/kg ou Wh/litro). Comparando a um veículo convencional, a densidade de energia de uma bateria corresponde a apenas 1% da densidade de energia da gasolina, sendo de 140 a 170 watts-hora/kg, no caso da bateria, e de 13.000 watts-hora/kg, no caso da gasolina.

A densidade de potência é a taxa na qual a energia pode ser fornecida ou recebida (W/kg ou W/litro), indicando aceleração e capacidade de aceitar potência durante carga e frenagem.

Uma bateria para veículos deve ter alta densidade energética (i.e., uma grande quantidade de energia contida numa bateria relativamente pequena) e portabilidade, podendo acomodar muitos milhares

de ciclos de carga/descarga. No período 1990-2010, foram desenvolvidos vários tipos de bateria e a autonomia de um carro elétrico depende do tipo utilizado. As baterias de ácido-chumbo possuem o menor alcance (cerca de 130 km por recarga). As baterias de níquel-metal hidratado (NiMH) chegam a cerca de 200 km por recarga e as baterias de íon-lítio (Li-ion) a mais de 350 km por recarga.

O tempo de carga de uma bateria de 15 kWh em uma tomada padrão de 120 volts é de quase 10 horas, o que representa um obstáculo comercial. Métodos que utilizam terminais de carga mais sofisticados podem reduzir drasticamente esse tempo, mas implicam em mais peso e em custo adicional em infraestrutura de distribuição de energia elétrica. Se houvesse o aumento da carga doméstica em cada residência que tivesse um carro elétrico, haveria necessidade de pesados investimentos para ampliação da rede de distribuição. Com a evolução tecnológica, espera-se que o tempo de recarga possa ser reduzido para 15 minutos, o que tornaria possível a instalação de carregadores em postos de gasolina, *shopping centers* e estacionamentos.

A dificuldade com a introdução das células a combustível de hidrogênio no mercado ocorre porque esta é uma inovação energética de ruptura e não uma inovação evolutiva, como os biocombustíveis, que se ajustam aos padrões de desempenho dos combustíveis fósseis, à infraestrutura de distribuição e ao veículo com motor de combustão interna. O papel dominante das tecnologias relacionadas ao petróleo cria um contexto socioeconômico que favorece os atores implicados no paradigma atual e oferece menos possibilidade aos combustíveis alternativos. A infraestrutura parece ser um fator principal de bloqueio à mudança. Além disso, na trajetória do desenvolvimento tecnológico, a rigidez estrutural (*lock-in*) torna difícil a adoção de inovações de ruptura. Do ponto de vista empresarial, uma inovação de ruptura traz descontinuidade tecnológica, implicando em um processo de desenvolvimento e difusão longo (que pode ser de várias décadas), incerto em termos de mercado, tecnologia e política, e com muitos obstáculos e falhas.

O percurso tecnológico do carro elétrico a bateria passa pelo carro híbrido de tomada (PHEV). Há duas tendências sobre a evolução que prevalecerá a médio prazo: seja a gradual ocupação do mercado pelos carros elétricos a bateria, seja uma transição mais pronunciada, com maior participação dos PHEVs antes de generalizar-se o uso dos carros elétricos puros ou a bateria.

A penetração do carro elétrico dependerá da superação das vantagens apresentadas pelo veículo convencional (com motor de combustão interna) em matéria de desempenho, durabilidade, segurança, conveniência e custo. Os principais desafios do carro elétrico são: **(1)** reduzir o tempo de carga; **(2)** reduzir o custo dos componentes; **(3)** tornar a capacidade compatível com o desempenho e autonomia de um motor de combustão interna também em matéria de infraestrutura de abastecimento.

BARREIRAS ÀS INOVAÇÕES ENERGÉTICAS

A introdução de inovações nos sistemas energéticos deve superar obstáculos determinados pelas condições técnicas, econômicas e institucionais existentes. De modo geral, as inovações energéticas, sejam evolutivas ou de ruptura, enfrentam barreiras em matéria de custo, estruturas de transporte e distribuição, e longevidade das instalações.

As barreiras de custo se apresentam quando as inovações devem competir com energéticos subsidiados, como é o caso em muitos países que administram o preço de derivados e não permitem que reflitam as variações do preço internacional do petróleo. Do mesmo modo, quando benefícios ambientais gerados por inovações não são considerados, as diferenças de custo descartam sua competitividade e constituem um obstáculo à adoção de inovações energéticas. A geração descentralizada de energia elétrica não se apropria dos benefícios que viabiliza com a redução dos investimentos em linhas de transmissão, por conta de sua proximidade em relação aos consumidores. As inovações energéticas devem, ainda, competir com as economias de escala existentes na produção energética

convencional, o que pode ser compensado por apoio dos governos ao desenvolvimento de pesquisa e desenvolvimento, como foi o caso no Japão em apoio à energia solar fotovoltaica; na Alemanha, para a energia eólica; e, nos Estados Unidos, para a rede elétrica inteligente.

A existência de estruturas de produção e distribuição, integradas por empresas que compõem a cadeia produtiva e de valor, é um obstáculo crítico para a introdução de inovações energéticas de ruptura, embora seja menos relevante no caso das inovações energéticas evolutivas, que podem preservar as estruturas existentes, como é o caso de combustíveis líquidos para veículos que podem ser transportados e distribuídos pela mesma infraestrutura que transporta e distribui os derivados de petróleo. O mesmo não ocorre com inovações de ruptura, que implicam em uma nova composição das estruturas de transporte e distribuição, enfrentando maior resistência à sua implantação. Por exemplo, os benefícios da introdução das células a combustível de hidrogênio não serão realizados sem uma infraestrutura de armazenagem e distribuição, considerados uma difícil barreira técnica e econômica. [ver Quadro 5 – Células a Combustível de Hidrogênio].



CÉLULAS A COMBUSTÍVEL DE HIDROGÊNIO

Uma célula a combustível é uma tecnologia de geração de potência na qual se combina hidrogênio e oxigênio (do ar) em uma reação química produzindo água, eletricidade e calor. A primeira etapa é a obtenção do hidrogênio. Isso pode ser realizado utilizando como insumo uma fonte energética que contenha hidrogênio em sua composição, como gás natural (mais utilizado), metanol, gasolina ou etanol. Para extrair o hidrogênio, utiliza-se um processador de combustível ou reformador. No caso do gás natural, utiliza-se um reformador de vapor, um dispositivo no qual o metano (principal componente do gás natural) reage com o vapor d'água e forma gases de hidrogênio. No entanto, além de extrair hidrogênio, este processo tem por efeito a emissão, ainda que reduzida, de CO₂. Uma alternativa que permite a obtenção de hidrogênio sem emissão de CO₂ é a gaseificação da biomassa.

Há vários tipos de células a combustível, cada um com características, temperatura de operação, materiais e fluxos próprios, podendo ser utilizados, principalmente, em unidades de geração descentralizadas de eletricidade e em veículos. Cabe notar que a capacidade de geração elétrica dos sistemas de célula a combustível pode ser desde 1 kW (em residências) até 2 MW (para unidades de consumo maiores). No caso de veículos, a armazenagem do hidrogênio é considerada o obstáculo técnico mais importante para sua comercialização. Utilizam a célula a combustível e o reformador em lugar da bateria de um carro elétrico. Há reformadores de metanol e de gasolina, mas esse dispositivo poderia ser suprimido no futuro com a introdução de aparelhos avançados de armazenagem de hidrogênio.

A geração de energia elétrica por células a combustível pode ser utilizada em pequenas indústrias, edifícios comerciais e residenciais, hospitais e condomínios. Pode ser aplicada para geração descentralizada, sem conexão com a rede de distribuição de energia elétrica, utilizando o gás natural como combustível. Entre os subprodutos deste processo estão o aquecimento da água e a climatização ambiental (aquecimento e refrigeração).

A Célula a Combustível a Ácido Fosfórico (FAFC, na sigla em inglês) foi a primeira comercializada em unidades estacionárias, com capacidade de 40 kW e mais tarde de 200 kW. A Célula à Membrana de Troca de Prótons (PEMFC, na sigla em inglês), mais utilizada atualmente, iniciou operando em capacidades de 1 a 30 kW, mas poderá atingir 75 a 250 kW.

O custo do carro movido a célula a combustível depende em grande parte da célula a combustível e do armazenamento do hidrogênio a bordo do carro. Estima-se que para uma escala de produção de 500.000 unidades, o custo da célula a combustível cairia para US\$60/kW. Outro aspecto relevante se relaciona à autonomia dessa opção, que pode atingir 500 km a um custo de armazenamento gasoso do hidrogênio estimado em US\$250-350/kWh, embora o combustível líquido, como gasolina

e metanol ou ácido metílico, seja preferível para evitar tanques de pressão grandes e pesados. Há estudos que atribuem a dificuldade de entrada dos veículos a hidrogênio às condições de produção e de financiamento dos fabricantes ou à falta de infraestrutura disponível.

Células a combustível também são utilizadas em aparelhos eletrônicos portáteis, como *laptops* e celulares, recarregáveis e com vida mais longa do que baterias comuns. Entre os veículos, os ônibus movidos a células a combustível foram as primeiras aplicações, porque, no início, células e equipamentos periféricos ocupavam um terço do veículo. Com o aumento da densidade de energia, os ônibus agora podem utilizar células a combustível menores.

Sistemas de geração descentralizada de energia elétrica e de climatização para residências, com capacidade de até 7 kW de capacidade, têm sido utilizados nos Estados Unidos, tendo o gás natural como insumo. Sistemas de grandes células a combustível transportáveis podem ser aplicados para fornecimento de energia de reserva em hospitais e indústrias.

Os investimentos no sistema energético são de longo prazo e a introdução de inovações é mais comum no caso de inovações evolutivas, como as turbinas a gás natural a ciclo combinado, que puderam associar a demanda por ampliação da capacidade instalada para geração elétrica com a ampliação da oferta de gás natural, a um custo de investimento competitivo, integrável à estrutura de transmissão e de distribuição existentes.





RIO DE JANEIRO

Praia de Botafogo 190/6º andar

Tel.: +55 21 3799.5498

Fax: +55 21 3799.8810

SÃO PAULO

Av. Paulista 548/8º andar

Tel.: +55 11 3799.3263

Fax: +55 11 3799.7891