

---

# BOLETIM INFOPETRO

## PETRÓLEO & GÁS BRASIL

---

Análise de Conjuntura das Indústrias de Petróleo e Gás  
Novembro/Dezembro de 2013 – Ano 13 – n.5

---

Grupo de Economia da Energia - Instituto de Economia – UFRJ

### **Apresentação:**

Neste número são apresentados seis artigos:

O futuro dos biocombustíveis XIX – Encerrando a série e continuando o processo de construção da indústria baseada em biomassa, por José Vitor Bomtempo.

O carro do futuro I: alternativas e desafios, por Michelle Hallack e Miguel Vazquez.

Falta de diretrizes e incertezas ameaçam a entrada de novos agentes no setor de gás, por Marcelo Colomer.

PDE 2022: O planejamento do governo brasileiro para a expansão da oferta de energia elétrica nos próximos 10 anos, por Renato Queiroz.

Casas inteligentes – elemento chave do setor elétrico, por Clarice Ferraz.

Setor de energia no Brasil: O balanço de 2013, por Edmar de Almeida.

### **Equipe:**

**Editor:** Ronaldo Bicalho

**Conselho Editorial:** Edmar de Almeida, Helder Queiroz, José Vitor Bomtempo, Luciano Losekann, Marcelo Colomer, Ronaldo Bicalho

**Secretária executiva:** Jacqueline G. Batista Silva

**Contatos:** [economia.energia@ie.ufrj.br](mailto:economia.energia@ie.ufrj.br)

# **Autores**

## **Clarice Ferraz**

Bacharel em Ciências Econômicas - Universidade Federal de Brasília (2000), Master en Management Public – Universidade de Genebra (2004), Advanced Master in Energy – École Polytechnique Fédérale de Lausanne (2006) e Doutora em Ciências Econômicas e Sociais – Universidade de Genebra (2011); Pesquisadora do Grupo de Economia de Energia do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro.

## **Edmar de Almeida**

Bacharel em Ciências Econômicas pela Universidade Federal de Minas Gerais; Mestre em Economia Industrial pela Universidade Federal do Rio de Janeiro; Doutor em Economia Aplicada pelo Institut d’Economie et de Politique de l’Energie – IEPE – da Universidade Pierre Mendès-France, França; Professor Associado do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro e membro do Grupo de Economia de Energia do IE/UFRJ.

## **José Vitor Bomtempo**

Doutor pela Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris, 1994. Pesquisador Associado do Grupo de Economia da Energia do Instituto de Economia da UFRJ e Professor e pesquisador da Pós-graduação da Escola de Química/UFRJ. Áreas de atuação: economia e administração, organização industrial e estudos industriais.

## **Marcelo Colomer**

Doutor em Economia da Indústria e Tecnologia pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ); Mestre em Economia da Indústria e Tecnologia pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ); Bacharel em Ciências Econômicas pela Universidade Estadual do Rio de Janeiro (UERJ). Professor Adjunto no Instituto de Economia da UFRJ e membro do Grupo de Economia da Energia do IE/UFRJ.

## **Michelle Hallack**

Pós-doutora pelo Instituto Universitário Europeu, Doutora em Economia pela Universidade de Paris XI, Mestre em Economia Industrial pela UFRJ, Mestre em Economia Aplicada pelas universidades de Paris Sud XI, França e Universidade Pontificia Comillas, Espanha e Economista pela UNICAMP.

Atualmente é professora adjunta da Universidade Federal Fluminense e Pesquisadora Associada do Grupo de Economia da Energia do Instituto de Economia da UFRJ.

### **Miguel Vazquez**

Ph.D em Engenharia Industrial pela Universidad Pontificia Comillas, Madri. Pesquisador do Grupo de Economia da Energia do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro.

### **Renato Queiroz**

Mestre em Planejamento Energético em 1984 pela COPPE/UFRJ; Pós-graduado em Administração de Empresas pela PUC-RJ em 1976; Graduado em Engenharia Elétrica em 1972 pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro.

Integrou o Corpo Gerencial de Furnas Centrais Elétricas SA na área de Planejamento da Diretoria de Engenharia, Planejamento e Construção; exerceu a função de Assistente da presidência da empresa TERMORIO S.A, e ocupou o cargo de superintendente de Recursos Energéticos da Empresa de Pesquisa Energética tendo sido o coordenador executivo do Plano Nacional de Energia 2030 e dos Balanços Energéticos Nacionais dos anos 2005, 2006, 2007, 2008.

Atualmente é Pesquisador Associado do Grupo de Economia da Energia do Instituto de Economia da UFRJ.

### **Thales Viegas**

Doutor em Economia pelo Instituto de Economia da UFRJ e Mestre em Economia pela Universidade Federal de Uberlândia.

# O futuro dos biocombustíveis XIX – Encerrando a série e continuando o processo de construção da indústria baseada em biomassa

Por José Vitor Bomtempo

Nos 18 artigos anteriores procuramos discutir a evolução de uma indústria, associando-a a uma ideia de futuro. No primeiro artigo desta série, publicada em março de 2010, terminávamos com algumas perguntas que seriam a base das reflexões dos artigos a seguir:

*“Como será o amanhã? Que papel o Brasil poderá ter nessa indústria? A posição competitiva em etanol garante uma posição de liderança na indústria de exploração integrada das biomassas do futuro? Como estamos nos preparando para isso nas estratégias empresariais? Além das alianças e joint ventures, que esforços tecnológicos nossas empresas estão empreendendo? Que papel pretendem ter no futuro os atuais produtores de etanol? E a indústria química e petroquímica brasileira? E a PETROBRAS? Que políticas de ciência, tecnologia e inovação estão sendo colocadas em prática pelo MCT? São voltadas para o futuro da indústria e a criação de vantagens competitivas nas novas bases que estão sendo desenvolvidas? Ou são voltadas para a preservação das vantagens competitivas atuais, baseadas na bem sucedida indústria brasileira do etanol?”*

Tomávamos como base a premissa de que a indústria de biocombustíveis estava se transformando e se tornando bem diferente da que então conhecíamos. Os produtos não se limitariam a etanol e biodiesel. Novas matérias-primas, novas tecnologias, novos modelos de negócios estavam sendo testados e trazendo em consequência uma transformação importante nas bases estruturais da indústria.

Nos artigos que se seguiram, tentamos observar a evolução da indústria e refletir sobre algumas dessas questões. Nesse período, o processo para o qual procurávamos chamar a atenção a partir do primeiro artigo se desenvolveu com os percalços naturais de um processo de inovação. O processo continua e o que enxergávamos como indústria de combustíveis ganha cada vez os ares de uma indústria baseada em biomassa, não limitada aos biocombustíveis: a chamada *biobased economy*.

Algumas iniciativas de produção se concretizam e tentam encontrar o seu caminho *nabiobased economy*. Nos EUA o etanol de segunda geração começa a se tornar realidade depois de superar adiamentos e dificuldades. Ainda nos EUA, outras iniciativas com base em outras tecnologias e produtos têm avançado para a comercialização. Na Itália, a inauguração recente da planta da Beta Renewables (75 milhões de litros de etanol celulósico/ano) foi vista como um marco de uma nova geração de empreendimentos.

No Brasil, algumas iniciativas também marcam as transformações recentes da indústria. Amyris produz farneseno em sua unidade industrial ao lado da Usina Paraíso desde dezembro passado. Solazyme, em associação com a Bunge, está concluindo a construção da sua unidade de óleos especiais e anuncia para dezembro próximo o início da produção. GranBio avança nos seus planos de construção da unidade de etanol celulósico em Alagoas, prevendo um primeiro lote de produtos para fevereiro, e anuncia novo investimento, associado à Rhodia, para uma planta de biobutanol. Raizen concretiza o financiamento para sua primeira planta de etanol celulósico, integrada a uma planta de etanol de primeira geração em Piracicaba. O site Biofuels Digest comentou recentemente as iniciativas no Brasil com o título “*Brazil’s big six in advanced biofuels and chemicals: who’s doing what now?*”

Ao escrever o último artigo de 2013, parece-nos que seria um bom momento para encerrar essa série de artigos. Não, os temas não se esgotaram; o processo não se completou. Mas a análise da situação atual, no Brasil e no mundo, parece nos indicar que não cabe mais falar de um futuro sempre distante como se fossem problemas e questões com que se preocupar mais tarde; sem relação direta com os problemas de hoje.

Quer dizer então que o futuro anunciado chegou? Não, mas é cada vez mais inadequado contrapor uma indústria de primeira geração a uma indústria nova em gestação nos laboratórios das universidades e centros de pesquisa ou no máximo nas plantas piloto de startups de base tecnológica, como sugeria o quadro no começo de 2010.

Tomemos o caso da indústria brasileira de biocombustíveis e seus problemas atuais. A indústria brasileira de biocombustíveis tem demonstrado problemas de competitividade. Uma consulta à excelente base de informações do MME (Boletim Mensal de Combustíveis Renováveis) é esclarecedora. O preço do etanol evoluiu de forma desfavorável em relação ao petróleo nos últimos anos em particular de 2010 para cá. A produtividade agrícola por sua vez tem ficado abaixo de valores históricos médios a ponto de, num estudo publicado pelo BNDES Setorial 37, abril 2013, os autores terem se perguntado no próprio título do artigo: *A evolução das tecnologias agrícolas do setor sucroenergético: estagnação passageira ou crise estrutural?* A síntese do artigo indica que:

*“...o atual SPIS (Sistema de Produção e Inovação Sucroalcooleiro) (...)vem enfrentando problemas para manter o ritmo dos resultados alcançados no passado. De fato, o período mais recente pode ser considerado frustrante e, se extrapolado para o futuro, aponta para ganhos de rendimento agrícola cada vez mais reduzidos”.*

O biodiesel por sua vez tem mostrado, desde a criação do programa em 2005, uma notável tendência ao aumento da capacidade produtiva. Mas essa capacidade produtiva resta (dados dos últimos 2 anos, segundo o Boletim Mensal dos Combustíveis do MME citado acima), 60% ociosa. A competitividade em relação ao diesel ainda está distante, há problemas de rentabilidade e a indústria, segundo muitos analistas, tende a entrar num processo de forte concentração.

Mas, num ambiente dinâmico e em transformação, a agenda da indústria não pode se limitar ao aumento de produtividade dentro do cenário atual (etanol e biodiesel). A indústria deve considerar a sua posição na indústria baseada em biomassa ou *biobased economy*. Se considerarmos as quatro variáveis chave cuja coevolução está na base da estruturação da indústria baseada em biomassa – matérias-primas, tecnologias de conversão, produtos e modelos de negócios – um renovado conjunto de perguntas se apresenta:

*Como desenvolver uma matéria prima viável e organizar uma cadeia de suprimento? Qual o futuro da cana? Ou qual a cana do futuro: a cana açúcar ou a cana energia? Como diversificar as matérias-primas para a indústria? Como as usinas atuais podem modernizar seus processos de primeira geração e ao mesmo tempo desenvolver e incorporar as novas tecnologias? Como ultrapassar a fase do foco em etanol (ou biodiesel) e encaminhar a diversificação de produtos? O que será mais importante no futuro: o etanol ou a exploração da cana como biomassa de excelência? Como explorar a internacionalização da indústria e o interesse das empresas pelo Brasil? Como as políticas de apoio devem lidar com biocombustíveis e bioprodutos?*

Muitas dessas perguntas já estavam na agenda 3 ou 4 anos atrás. Mas outras são fruto do amadurecimento dos últimos anos e se dirigem de forma mais direta a problemas que se tornaram mais claramente formulados no caso brasileiro. A síntese de todas elas é que o desafio está cada vez mais na capacidade de inovação para construir uma posição competitiva na estrutura industrial que está em construção e certamente cada vez menos na solução apenas dos problemas de curto prazo que parecem prejudicar a competitividade (conjuntural) da indústria. Isto é, não nos parece mais pertinente analisar a indústria do futuro em contraponto à indústria do presente. O curto prazo se superpõe ao longo prazo no ambiente da indústria baseada em biomassa. Políticas industriais e estratégias empresariais precisam compreender o processo de transformação em curso e aprofundar o foco na inovação. Isso nos leva a encerrar a série *O futuro dos biocombustíveis* com este 19º artigo que, ao mesmo tempo, abre uma nova série. O processo de construção da *biobased economy* continua.

# O carro do futuro I: alternativas e desafios

**Por Michelle Hallack e Miguel Vazquez**

Hoje há uma grande discussão de como será o carro do futuro em diversos aspectos (desenho, funcionalidades, tecnologias, usos...) e certamente esta indústria impactará fortemente no futuro do mercado energético. Atualmente cerca de 20% da demanda mundial de energia advém do setor de transporte, como mais de 90 % desta demanda ainda é concentrada em derivados de petróleo, significa que cerca de 60% do consumo de petróleo mundial depende do setor de transporte[1]. Rapidamente, podemos imaginar o que ocorreria com o mercado de petróleo mundial caso alguma tecnologia substituta realmente consiga deslocar os combustíveis derivados do petróleo.

A distância que estamos deste futuro é uma questão que vale certamente muito mais que um milhão de dólares. Contudo, o que se pode observar é um forte movimento de desenvolvimento de diversas tecnologias alternativas. Algumas destas tecnologias podem se complementar, mas certamente haverá (e já está presente) uma disputa entre as tecnologias por participação no mercado. Por outro lado, os carros baseados em gasolina e diesel buscam inovações para o aumento de eficiência dificultando assim a sua superação. Será que não haverá um carro do futuro, mas sim conjunto de possibilidades? Será que a matriz de combustíveis será diversificada e heterogênea como a matriz elétrica?

Logo, desculpem-nos os grandes amantes das tecnologias automotivas, mas ao contrário do que o título pode levar a crer, não analisaremos a possibilidade de ter os nossos carros dirigidos pelos softwares do Google ou se em breve entraremos voando em um dos carros dos Jetsons. Este é o primeiro de uma série de textos que objetiva discutir o desenvolvimento de combustíveis alternativos. Mais precisamente, a interação entre a indústria da energia (mercado, regulação e política), a indústria do transporte (considerando aspectos da mobilidade urbana) e a promoção de novos combustíveis.

Este artigo introdutório a série objetiva chamar a atenção para a necessidade de trata o tema de maneira sistemática. Diversos temas relacionados aos combustíveis alternativos (etanol, biodiesel, veículos elétricos, gás natural veicular, células de hidrogênio) foram já tratados em artigos acadêmicos, por órgãos governamentais e mesmo neste blog, embora que isoladamente. A perspectiva que adotaremos aqui, no entanto, objetiva a busca de uma estrutura e de elementos chaves no tratamento das diversas alternativas para o carro do futuro. Tentaremos seguir o conselho de aquela lenda indiana dos cegos palpando parte de um elefante: o cego que palpava a trompa falava que era flexível como uma mangueira, mais o que palpava uma perna achava que era como um poste. Todas aquelas experiências eram verdade, embora que aparentemente contraditórias. Da mesma maneira, tentaremos nesta série combinar diversas experiências para tentar imaginar todo o elefante.

## Definição preliminar de combustíveis alternativos

Há uma ampla gama de produtos que são frequentemente tratados como combustíveis alternativos: desde tecnologias híbridas (que aumentam a eficiência dos combustíveis derivados do petróleo) a tecnologias baseadas em células de hidrogênio (ainda sob desenvolvimento do ponto de vista comercial). Abaixo segue uma breve apresentação dos combustíveis alternativos em discussão.

**Tabela 1: Sumário dos combustíveis alternativos considerados**

<b>Veículos elétricos</b>	Veículos elétricos são aqueles que possuem baterias elétricas e são capazes de recarregar estas baterias através de acesso a rede elétrica (plug-in)[2]. A transferência na energia da rede de distribuição para as baterias dos carros necessita, no entanto, de infra-estruturas e coordenação específica para garantir o bom funcionamento do sistema. Note que os veículos podem ser flexíveis, i.e., permitir o uso da bateria elétrica e do combustível tradicional ou serem completamente elétricos[3].
<b>Células de hidrogênio</b>	As células de hidrogênio são usadas para a produção elétrica, já dentro do veículo. As células convertem a energia química do hidrogênio em eletricidade. Para tanto seria necessário infraestrutura de produção, distribuição e armazenagem de hidrogênio. Um dos principais problemas do hidrogênio é sua armazenagem no veículo, que não é segura se mantida pressão e temperatura ambiente[4].
<b>Biodiesel</b>	O biodiesel é um combustível renovável que pode ser fabricado a partir de óleos vegetais, gorduras animais e através da reciclagem de gorduras utilizadas. O biodiesel quando usado diretamente (sem misturar com outros combustíveis) é chamado de B100. No entanto, atualmente o mais frequente é o uso do biodiesel misturado aos derivados do petróleo como o tradicional diesel.
<b>Etanol</b>	Etanol é o combustível obtido da fermentação de açúcares. Novas tecnologias têm permitido a produção de etanol através da celulose. Assim como o biodiesel, o etanol pode ser usado como único combustível ou misturado em derivados do petróleo (como a gasolina).
<b>Gás Natural</b>	O GNV é uma mistura de hidrocarbonetos leves



<b>Veicular (GNV)</b>	que, à temperatura e pressão atmosférica, permanece em estado gasoso. Ele é constituído predominantemente por metano.
-----------------------	---

Fonte: diversas, elaboração própria

Note que os diferentes combustíveis estão em distintos níveis de desenvolvimento tecnológicos e de introdução comercial. Todos eles, no entanto, são alvos investimentos privados e de políticas seja para introdução massiva, seja como parte de projetos pilotos. Todas as tecnologias possuem, assim, certa maturidade, mesmo que ainda estejam sujeitas a pesquisa e desenvolvimento.

### **Motivações à busca do combustível alternativo**

Pode-se de destacar três grandes motivações para a corrida dos países por uma tecnologia alternativa: questões ambientais (como a emissão de gases de efeito estufa), a característica esgotável do petróleo e a concentração em algumas áreas geográficas das reservas de petróleo (o que dependência de muitos países da importação deste recurso).

Preço do petróleo, mais precisamente a perspectiva do preço, do petróleo é muitas vezes apontada como variável chave para o desenvolvimento de alternativas a este combustível. O preço do combustível tradicional, certamente é a variável que está observando os investidores e muitos *policy makers*, contudo, pode-se compreender está análise como consequência das reservas de petróleo (e expectativa de produção) por um lado, o que está intimamente ligado com o caráter esgotável do produto. Por outro lado, as análises de preços, também consideram a estrutura de mercado, o que está relacionado com a concentração geográfica do mesmo.

De acordo com a Agência Internacional da Energia[5], o setor de transporte é o segundo maior emissor de CO<sub>2</sub> (21%), seguido pelo setor elétrico (41%). Dentro do setor de transporte, o rodoviário é o maior emissor de CO<sub>2</sub>. Neste sentido, qualquer política seriamente comprometida a reduzir a emissão de gases de efeito estufa passará pela adoção de combustíveis alternativos. Ademais, as questões ambientais vão além das políticas relacionadas ao efeito estufa, grande parte dos problemas relacionados à qualidade do ar em metrópoles se deve também às emissões dos automóveis. Enquanto, o efeito estufa é um problema mundial, cujas externalidades não se restringem geograficamente, a qualidade do ar possuem efeitos na saúde da população local. As políticas de melhora da qualidade do ar, por serem mais localizadas que as políticas em relação à emissão de CO<sub>2</sub> tendem a serem mais efetivas, pelos menos países mais desenvolvidos.

Somando a estas motivações, vale notar que, visto que a corrida por inovações em marcha a própria disputa pela fronteira tecnológica também se tornou um motor importante para as inovações no setor.

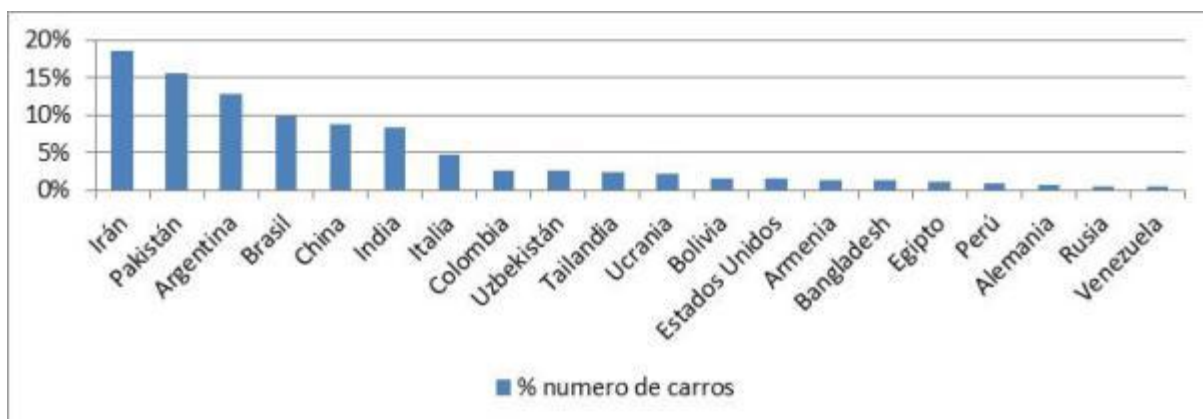
## **Inexistência de uma trajetória tecnológica definida**

A inexistência de uma trajetória tecnológica definida pode ser observada pela heterogeneidade de tecnologias adotadas nos países e das políticas de incentivos. As variáveis que levam e que deveriam levar a adoção ou preferência de uma tecnologia em detrimento de outras é objeto de estudo dos autores. Assim como quais as consequências destas escolhas. Em uma primeira breve observação pode-se perceber que as tecnologias têm diferentes penetrações nos países, e que com isto a composição da matriz de combustíveis dos países começa a se diversificar. Esta diversificação tecnológica permite a competição entre as diferentes opções, o que por um lado incentiva as inovações e disputa pela posição de tecnologia predominante, contudo, por outro lado, este efeito leva uma ausência de standard tecnológico e diminui a escala de produção, como consequência prejudica o desenvolvimento de algumas tecnologias que necessitam de escala.

## **Breve comparação entre os principais usuários de cada tecnologia**

O uso do gás natural veicular (GNV) é especialmente concentrado na Ásia e na América Latina, o gráfico 1 mostra porcentagem de carros de GNV que cada país possui em relação ao total de carros de GNV no mundo. Foram selecionados todos os países que possuíam pelo menos 1% do total de carros GNV no mercado mundial. Na Europa, a Itália é país que vem apostando mais no GNV, chegou a ultrapassar de 20% das vendas de carros novos em 2009 (Campetrini e Mock, 2011)[6]. Os Estados Unidos, com a diminuição do preço do gás natural pode aumentar em breve sua participação no mercado de GNV. Ao contrário dos Estados Unidos, o mercado de GNV no Brasil (que ainda é um dos mais importantes no mundo) vem sendo impactado negativamente pelos preços desde 2008. O Brasil, que apresentou um expressivo crescimento do uso o GNV entre 1997 e 2007, observou uma retração na demanda do combustível desde então. Diversos fatores devem ser considerados, mas certamente o aumento do preço do combustível é um dos fatores centrais. Note que a análise do impacto dos preços do gás natural na demanda deve levar em consideração o preço dos combustíveis substitutos, que no Brasil deve incluir principalmente a gasolina e o etanol.

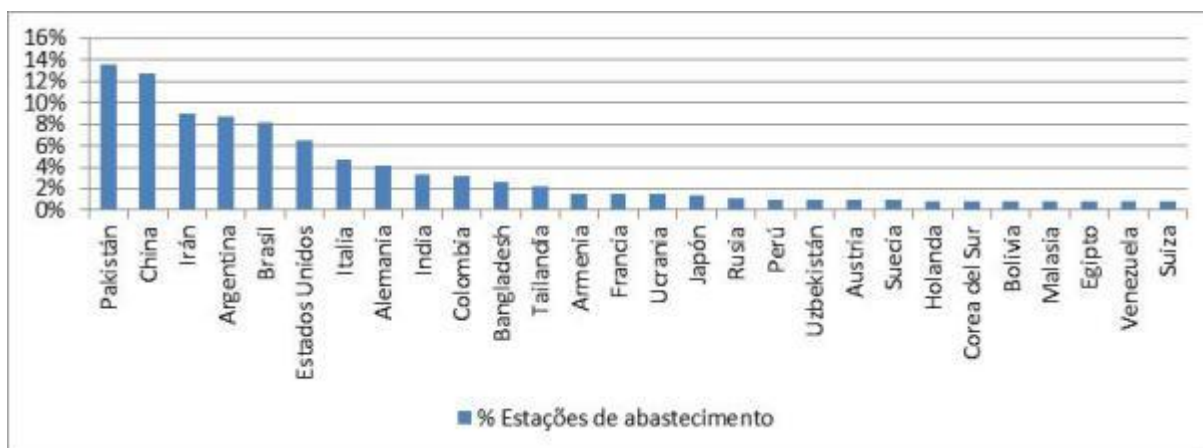
**Gráfico 1: % quantidade de carros GNV por país em relação ao total mundial (2011)**



Fonte: IANGV[7], elaboração própria

No que se refere a rede de abastecimento de GNV, critério importante para pensarmos a inserção do combustível, observa-se no gráfico 2 uma alteração da importância dos países. Contudo, sabemos que o número de postos é afetado pelo tamanho país. Países como Estados Unidos, por exemplo, ganham uma grande importância se não consideramos o seu tamanho.

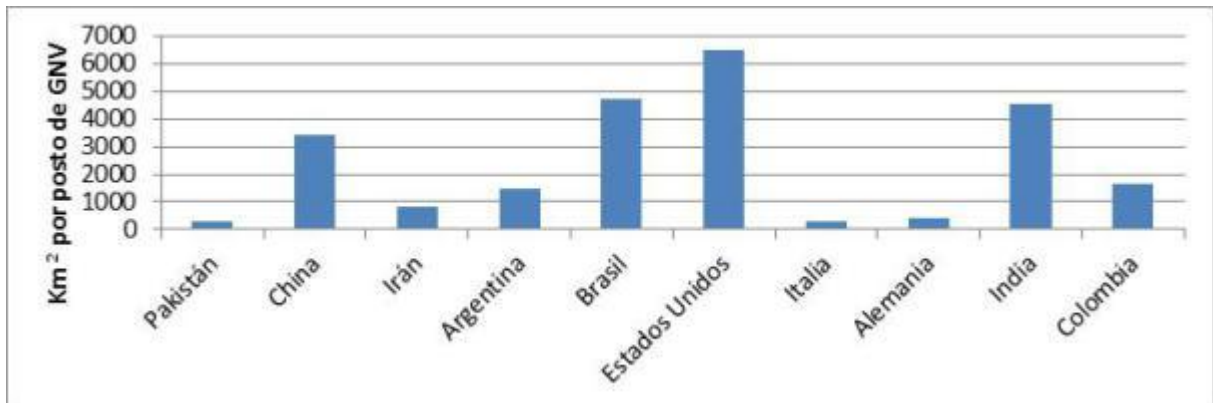
**Gráfico 2: % quantidade de estação de abastecimento de GNV por país em relação ao total mundial (2011)**



Fonte: IANGV, elaboração própria

A fim de tentar amenizar os efeitos do tamanho do país, o gráfico 3 mostra, quantos Km<sup>2</sup>por posto de GNV para os 10 países com maior número de postos de GNV no mundo. Percebemos que aparece então o efeito tamanho, países como Brasil, Estados Unidos, Índia e China apresentam muito menor densidade de postos de GNV. Isto provavelmente se deve pela penetração heterogênea do combustível em diferentes áreas do país, como observamos no Brasil. Considerando o efeito área do país, a Itália, o Paquistão e Alemanha ganham importância.

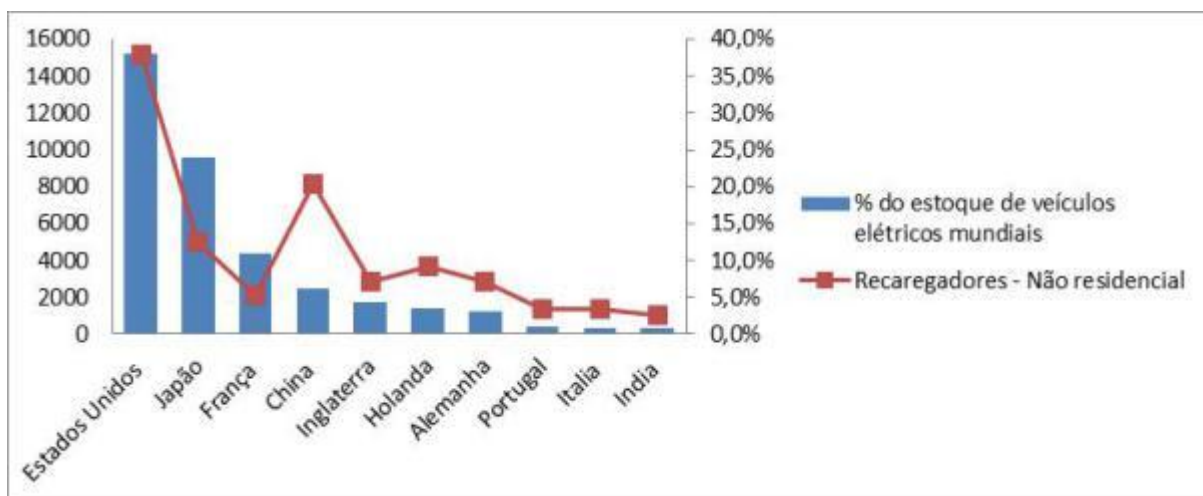
**Gráfico 3: Área (Km<sup>2</sup>) do país por quantidade de posto de posto de GNV (2011)**



Fonte: IANGV e outros, elaboração própria

No que se refere aos carros elétricos à distribuição mundial ganha contornos muito distintos. A maior porcentagem de carro elétrico está localizado nos Estados Unidos, assim como o maior número de carregadores não residenciais. O segundo maior estoque de carros elétricos está localizada no Japão, contudo, observa-se que a importância dos carregadores é inferior ao da China. Na Europa, a França é o país com maior estoque de carros, mas o número de carregadores não residenciais é inferior ao da Alemanha. Se por um lado, o estoque de carros elétricos indica a importância do país no desenvolvimento desta tecnologia, por outro o número de postos de recarga não residencial é um indicador do desenvolvimento da infra-estrutura que permite a inserção da mesma. Note que, para termos um indicador mais preciso da infra-estrutura, assim como no caso dos postos de abastecimento de gás natural, o número de postos de recarga deveria ser ponderado pela área e densidade populacional. Estudos mais detalhados neste sentido devem ser realizados.

**Gráfico 4: Participação dos países no estoque de carro elétrico mundial e número de postos de recarga: dados para os 10 países com maior participação na Iniciativa de veículos elétricos (2012)[8]**

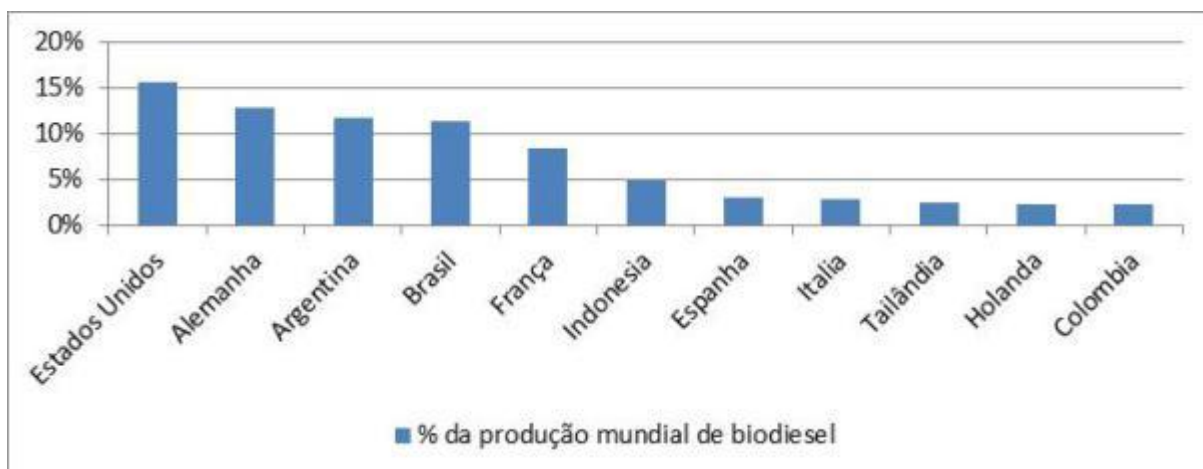


Fonte: IEA (2013c)[9], elaboração própria

A participação Brasileira no mercado e carro elétrico, apesar de crescente, ainda é muito incipiente, segundo dados da ANFAVEA (2013)[10] o licenciamento de automóveis e comerciais leves elétricos em 2012 foi de 117, e em 2013 (até setembro, incluso), 344.

No que se refere ao biodiesel, o Estados Unidos é o principal produtor, o principal produtor Europeu é a Alemanha seguida pela França. O biodiesel também está fortemente presente em outros países europeus e considerando-os juntos a produção ultrapassaria a produção norte-americana. Na América do Sul tanto o Brasil quanto a Argentina possuem participações importantes na produção, a Colômbia apesar de ter uma produção menor ocupa a décima posição no cenário mundial. O que também confere a América do Sul uma maior participação na produção de biodiesel que a América do Norte.

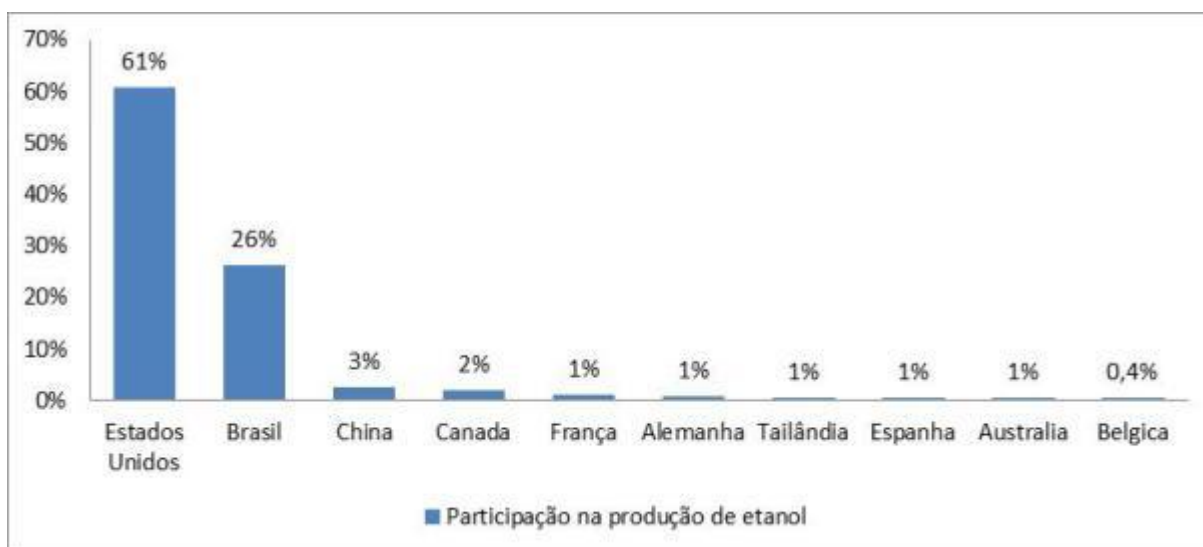
**Gráfico 5: Participação na produção do biodiesel mundial dos 10 maiores produtores (2011)**



Fonte: EIA (2013), elaboração própria

No que se refere ao etanol, diferentemente do biodiesel, os Estados Unidos é de longe o maior produtor mundial. O Brasil está posicionado logo atrás dos Estados Unidos com uma produção inferior a 50% da produção do primeiro. A China em terceira posição possui uma produção muito menos significativa.

**Gráfico 6: Participação na produção do Etanol mundial dos 10 maiores produtores(2011)**

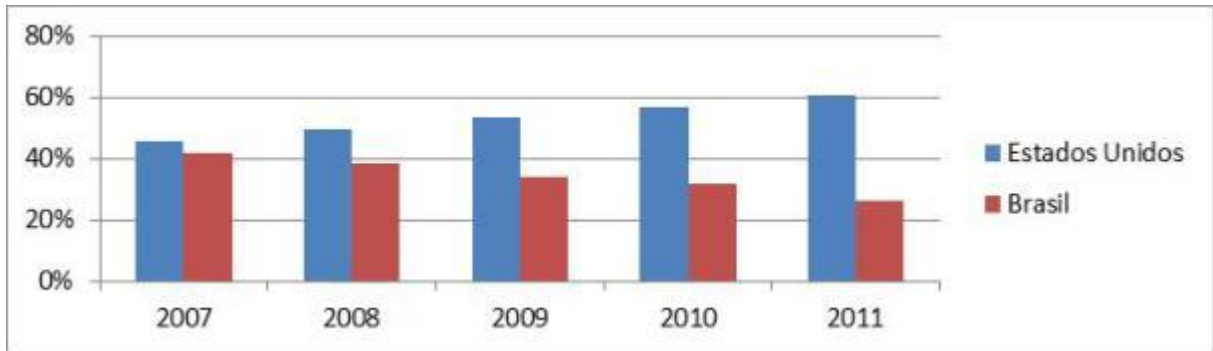


Fonte: EIA (2013), elaboração própria

Vale notar que discrepância da produção norte-americana com o resto do mundo e em especial em relação à produção brasileira é um fenômeno recente. O Brasil é um produtor histórico de etanol e no gráfico 7, pode-se observar o crescimento da diferença da importância da produção norte-americana entre 2007 e 2013. Isto se deve por um lado ao forte crescimento da produção absoluta dos Estados Unidos e as pequenas alterações na produção brasileira.

Sendo assim pode-se afirmar que o crescimento da produção do Etanol mundial foi consequência da indústria americana com uma pequena ajuda do Canadá, que obteve um crescimento relativo importante em 2011.

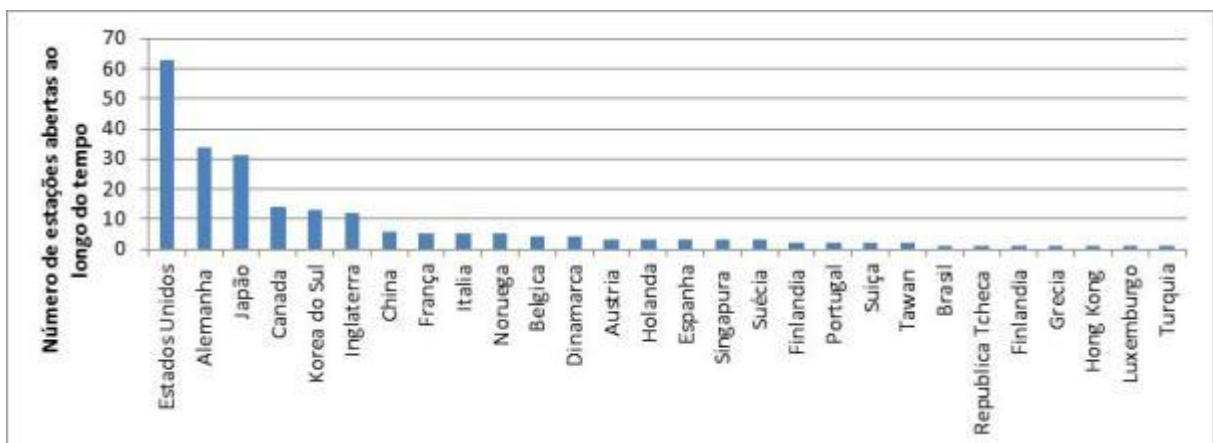
**Gráfico 7: Participação na produção do Etanol mundial Brasil e Estados Unidos (2007-2011)**



Fonte: EIA (2013), elaboração própria

A tecnologia do hidrogênio ainda está em um estágio de projetos pilotos. As estações de abastecimento de hidrogênio possuem ainda um caráter de teste, contudo observar o número de estações por países e a sua evolução com o tempo nos permite ter algumas intuições de quais são os países liderando este processo e de como isto vem crescendo na última década, mesmo que com variações ao longo dos anos.

**Gráfico 8: Número de estações de abastecimento de hidrogênio (2012)**



Fonte: DOE (2013) e Fuelcell.org (2013), elaboração própria

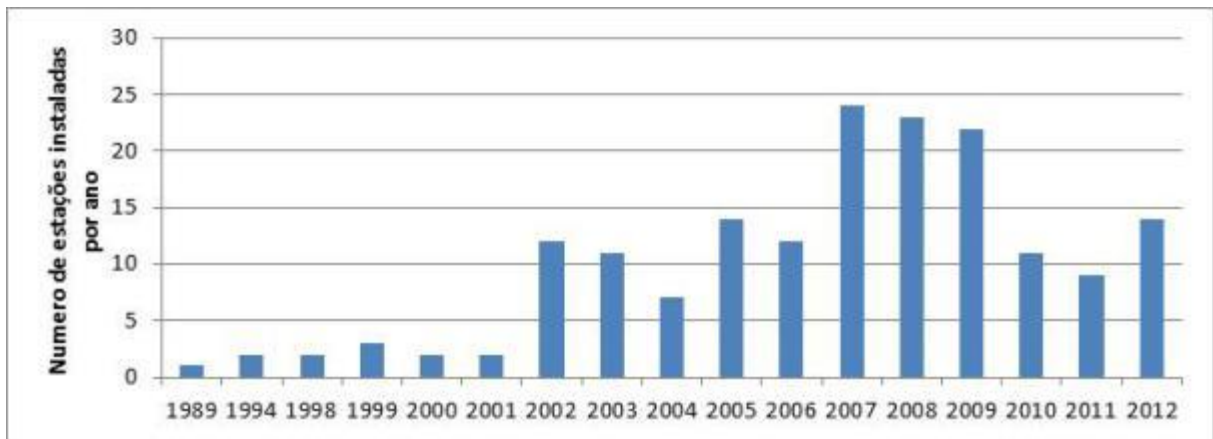
Note que os dados no gráfico são de número de estações abertas, os Estados Unidos, por exemplo, chegou a ter 63 estações abertas em 2009, dado representado no gráfico, contudo fechou alguma de suas estações e em 2012 este número estava em 58. O que de toda forma lhe confere o posto de país com maior número de estações de abastecimento de hidrogênio. O incentivo a esta indústria tem variado muito ao longo no tempo nos Estados Unidos e no



mundo. Por exemplo, se observarmos o número máximo de veículos a hidrogênio nos Estados Unidos varia, chegou a 86 em 2007, caindo para 62 em 2010.

A variação das motivações a indústria de hidrogênio também pode ser observada se considerarmos por ano a quantidade de estações de abastecimentos instaladas.

### Gráfico 9: Número de estações de abastecimento de hidrogênio instaladas no mundo



Fonte: DOE (2013) e Fuelcell.org (2013), elaboração própria

Percebemos que no período entre 2007-2009 houve um pico de interesse nesta fonte de energia que se retraiu. Devido à importância dos Estados Unidos no total de estações instaladas no mundo estas variações se devem em parte significativa as mudanças do mercado americano em relação a esta tecnologia.

Além dos Estados Unidos, o Japão e a Alemanha têm apresentado grande interesse na tecnologia do hidrogênio. Estes são países também com grande interesse no carro elétrico. A França, por outro lado, apesar de possuir importante participação no mercado elétrico, não apresenta importância equivalente em hidrogênio. Entre as motivações para este “desinteresse” podemos apontar para base de produção elétrica francesa baseada no nuclear.

### Tentando imaginar o elefante

Os gráficos apresentados acima são números muito simples, mas nos permite uma primeira aproximação ao tema, apontando para a grande diversidade das experiências de inserção de combustíveis alternativos. Percebemos a liderança dos Estados Unidos em todas as tecnologias com exceção do GNV. No que se refere ao biodiesel, apesar dos Estados Unidos serem o maior produtor, este crescimento foi muito inferior ao do etanol. Haveria aí uma competição causada por diversos incentivos (ou ausência deles)?

Na Europa percebemos que os países que apontam como principal agente em cada tecnologia é distinto, contudo o papel da Alemanha em todos eles é relevante. A Itália mostra uma maior inserção dos carros a gás, seguida por



países como Alemanha e Espanha. A Alemanha certamente é um líder no que se refere ao biodiesel, seguida pela França. No cenário elétrico pode-se observar a ordem inversa: a França lidera o número de carros seguido pela Alemanha.

O Brasil possui um posicionamento no que se refere à inserção de combustíveis alternativos, tendo destaque no mercado de etanol, biodiesel e GNV. Iniciativas relacionadas ao carro elétrico, porém, ainda são incipientes, assim como as iniciativas relativas a uso de células de combustíveis.

Olhando estas comparações entre os países muitas perguntas surgem. Gostaríamos de compartilhar com vocês algumas delas. Qual a consequência dos diferentes ritmos de desenvolvimento das redes de GNV? Note que se comparado com outros países, China, Brasil e USA possuem muitos carros, contudo, uma rede limitada. O Japão é segundo país em número de carros elétricos, contudo, sabemos que a sua geração elétrica esta baseada em grande parte em gás (principalmente depois de Fukushima): por que não usar diretamente o carro a gás? E onde deveriam se posicionar os países como a Dinamarca que possuem grande capacidade de geração elétrica intermitente, que poderia obter grandes benefícios com a capacidade de gestão que a bateria do carro elétrico poderia ofertar? Ou como pensar a interação do parque de geração elétrica e as escolhas dos combustíveis alternativos? Certamente para responder estas questões, e muitas outras que surgem ao observar estas comparações, é necessário pensar não só na interação das tecnologias e recursos associados às mesmas, mas também, e principalmente, nas instituições envolvidas, sejam elas privadas, públicas ou híbridas.

---

[1] Dados de 2011, baseados nos dados do IEA (2013a), Key World Energy Statistics, Agência Internacional da Energia.

[2] Os veículos híbridos são aqueles cuja bateria é recarregada no uso do motor a combustão tradicional. Os carros híbridos possuem um importante papel no aumento da eficiência dos motores a óleo, contudo, tendemos a não incorporá-los dentro do grupo de combustíveis alternativos uma vez que há uma manutenção do padrão do combustível, isto é, dependentes do uso de gasolina e/ou do diesel.

[3] Outra forma de uso da eletricidade para transporte são os veículos que estão conectados a rede de onde tiram energia diretamente sem necessidade de armazenagem intermediária como no caso dos metros, trans e alguns ônibus.

[4] Há diferentes tecnologias de células de hidrogênio, contudo, há ainda pesquisas em curso objetivando diminuir o custo desta tecnologia e aumentar a duração destas células para que tal combustível seja comercialmente viável, US Department of Energy (DOE). 2012.

<http://www1.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/mypp/>

[5] IEA (2013b)

<http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/CO2emissionfromfuelcombustionHIGHLIGHTSMarch2013.pdf>

[6] Campetrini M., Mock Peter (2011). European Vehicle Market Statistics. Pocketbook, 2011 Editions. ICCT.

[http://www.theicct.org/sites/default/files/publications/Pocketbook\\_LowRes\\_withNotes-1.pdf](http://www.theicct.org/sites/default/files/publications/Pocketbook_LowRes_withNotes-1.pdf)

[7] [http://www.iangv.org/stats/NGV\\_Global\\_Stats1.htm](http://www.iangv.org/stats/NGV_Global_Stats1.htm)

[8] As tecnologias aplicadas nos carros elétricos não é única assim como a tecnologia de recarga, iremos detalhar as características e o trade-offs econômicos envolvidos em trabalhos futuros.

[9] IEA (2013c) The Global EV Outlook

[10] <http://www.anfavea.com.br/cartas/Carta329.pdf>

# Falta de diretrizes e incertezas ameaçam a entrada de novos agentes no setor de gás

**Por Marcelo Colomer**

Faltando 10 dias para a realização da 12<sup>a</sup> Rodada de Licitação da Agência Nacional de Petróleo (ANP), na qual serão ofertadas exclusivamente áreas terrestres com potencial de produção de gás natural em formações geológicas convencionais e não-convencionais, o Ministério de Minas e Energia (MME) e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) ainda não se posicionaram em relação ao plano de expansão da malha de transporte de gás natural.

Ao mesmo tempo, tramita na Câmara dos Deputados projeto de Lei (Projeto 6.407/2013) que propõe, entre outras importantes mudanças na indústria de gás natural, o estabelecimento de critérios de fixação, reajuste e revisão dos preços do energético e a criação de um Operador do Sistema Nacional de Transporte de Gás Natural.

Esses fatos, somados à “verticalização” efetiva da cadeia produtiva do gás intensificam o ambiente de incerteza ao redor das atividades de exploração e produção, podendo desestimular a entrada de novos agentes, principalmente de pequenos e médios produtores.

Em Setembro de 2013 foi lançado o edital da 12<sup>a</sup> Rodada de Licitação com os objetivos claros e explícitos de desenvolver áreas de fronteira exploratória, aumentar as reservas e produção de gás natural, descentralizar os investimentos exploratórios e fomentar as atividades de pequenos e médios produtores nacionais e estrangeiros. Estão sendo ofertados 240 Blocos exploratórios em sete bacias sedimentares: Acre-Madre de Dios, Paraná, Parecis, Parnaíba, Recôncavo, São Francisco e Sergipe-Alagoas.

A oferta exclusiva de blocos terrestres foi pensada no intuito de estimular a entrada de novos agentes, principalmente de pequenos e médios produtores em função das menores garantias e exigências financeiras necessárias para qualificar as empresas participantes do leilão. Contudo, os objetivos iniciais do leilão mostram-se ameaçados pela falta de diretrizes claras e específicas para a indústria de gás natural que aumentam as incertezas sobre a capacidade dos novos agentes de monetizar as reservas possivelmente descobertas.

Assim como em todas as indústrias de rede, o segmento de transporte é essencial para o desenvolvimento (em seu sentido amplo) da indústria de gás natural. A distância das áreas produtoras aos centros consumidores e o elevado custo dos modais alternativos de transporte do gás natural (GNC e GNL) tornam a existência de uma rede de dutos uma pré-condição essencial para a monetização das reservas. Mesmo nos projetos de exploração voltados para a exportação, a existência de gasodutos de escoamento da produção se mostra fundamental. Nos Estados Unidos, por exemplo, a extensa malha de gasodutos e a facilidade de acesso à capacidade de transporte foram fatores chaves para a

rápida expansão da produção de gás natural em formações geológicas não convencionais.

Com base no exposto acima, a falta de uma indicação clara do governo sobre seu planejamento da expansão da malha de transporte contribui visivelmente para aumentar os riscos dos novos investidores, principalmente em áreas afastadas da malha já existente, como por exemplo, as bacias do Acre-Madre de Dios e do Parnaíba. A importância do planejamento do Estado na indústria de gás natural se tornou ainda maior após a promulgação da Lei 11.909 que delegou ao MME (através da EPE) a responsabilidade de definir todos os projetos de novos gasodutos a serem licitados. Em outras palavras, até que o Plano de Expansão da Malha de Transporte de Gás Natural seja publicado, nenhum projeto de novo gasoduto pode ser realizado[1].

A proximidade da malha de transporte não garante, contudo, o acesso dos novos investidores aos mercados. Primeiramente, o modelo de separação da atividade de transporte adotado no Brasil restringe o acesso de novos produtores aos gasodutos já existentes. Isto é; apesar da separação jurídica da atividade de transporte ser obrigatória e o livre acesso aos dutos de transporte ser garantido por lei (Lei 11.909), a falta de qualquer critério de restrição a participações cruzadas entre os diversos segmentos da cadeia da indústria de gás natural cria uma potencial barreira à utilização da rede. A segunda explicação é que em algumas regiões, a malha de transporte mostra-se no limite de sua capacidade de transporte (Região Sul), o que torna improvável o seu uso por futuros agentes produtores, a não ser a partir de operações de *swap*.

Outro obstáculo enfrentado pelos novos produtores é a falta de regras homogêneas sobre os mercados livres. As diferentes regulamentações estaduais sobre o tema e mesmo a inexistência da figura do consumidor livre em alguns estados contribui para a redução do mercado para os novos produtores em algumas regiões. Ainda mais se for considerada a participação da Petrobras em parte do segmento de distribuição a partir de participações acionárias significativas em um número considerável de empresas distribuidoras estaduais.

A partir da impossibilidade de transportar o gás natural até os mercados, alguns produtores estão recorrendo a projetos de produção e geração integrados, como no caso da OGX/Petra no Maranhão. Esses projetos envolvem a integração das atividades de produção de gás natural e geração de eletricidade. A viabilização desse tipo de projeto, contudo, depende da proximidade das áreas produtoras das linhas de transmissão de eletricidade e de custos de produção reduzidos, uma vez que a geração termoelétrica no Brasil é muito sensível aos preços dos energéticos utilizados (custo marginal das usinas hidroelétricas é muito baixo).

Nesse contexto, embora os projetos integrados possam ser uma solução para os pequenos e médios produtores, a rentabilidade do negócio se reduz consideravelmente em função dos baixos preços do gás natural suportados pela geração termoelétrica. Ademais, em muitos casos, a demanda de gás natural das plantas térmicas se mostra inferior à capacidade de produção dos campos obrigando os produtores a operarem com capacidade ociosa e longe das escalas mais eficientes.

Ao lado das incertezas enfrentadas pelos novos agentes nos segmentos de transporte e distribuição, atualmente discute-se na Câmara dos Deputados um projeto de Lei que altera consideravelmente a Lei 11.909 que redefiniu o arcabouço jurídico e regulatório da indústria de gás natural em 2009. As principais mudanças sugeridas pela nova proposta de Lei são a criação de mecanismos de controle dos preços aos produtores e importadores; a instituição de um mercado secundário de gás natural; a redução a zero das alíquotas do PIS/PASEP e do COFINS sobre o gás natural; a criação de um Operador do Sistema Nacional de Transporte de Gás Natural; a restrição da participação acionárias de carregadores nas empresas de transporte; e a abertura do acesso de terceiros aos gasodutos de escoamento, as instalações de tratamento e processamento de gás natural e aos terminais de regaseificação.

Independente de julgamentos de valores e da análise dos possíveis avanços ou retrocessos do projeto de Lei, a questão que se levanta é o quanto de incerteza que a perspectiva de possíveis mudanças no arcabouço institucional e regulatório da indústria de gás adiciona às decisões dos agentes interessados em participar da 12<sup>a</sup> Rodada de Licitação. De fato, em 2013, o legislativo atuou como mais uma variável de incerteza na indústria de gás natural. Antes mesmo do projeto de Lei supracitado, o gás natural já esteve envolvido no debate acerca da reforma do ICMS como foi analisado em artigo anterior deste boletim.

Em suma, a falta de um planejamento indicativo no transporte, o incompleto e heterogêneo processo de abertura do mercado final e as incertezas institucionais e regulatórias em torno da indústria de gás natural têm atuado para aumentar os já elevados riscos nas atividades de exploração e produção. Esses componentes adicionais de risco assumem um tom mais dramático em situações em que as empresas interessadas não possuem capacidade de autofinanciamento em função de seus portes reduzidos. Em outros termos, o elevado risco associado aos projetos de exploração e produção tem dificultado o acesso de pequenas e médias empresas ao financiamento externo. Assim, teme-se que o número de agentes participantes da 12<sup>a</sup> Rodada de Licitação seja muito inferior ao desejado comprometendo seus objetivos iniciais de desenvolvimento de novas áreas exploratórias e de descentralização dos investimentos exploratórios.

#### Bibliografia

ANP, 2013 Edital de Licitação para Outorga dos Contratos de Concessão para a Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural: Décima Segunda Rodada de Licitações, Rio de Janeiro, setembro de 2013. Disponível em [http://www.brazil-rounds.gov.br/round\\_12/portugues\\_R12/edital.asp](http://www.brazil-rounds.gov.br/round_12/portugues_R12/edital.asp);

MME, 2013 Portaria nº 317 Disponível em <http://www.in.gov.br/visualiza/index.jsp?data=16/09/2013&jornal=1&pagina=101&totalArquivos=148>;

Câmara do Deputados, 2013 Projeto de Lei nº 6.407. Disponível em <http://www.camara.gov.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=593065>;

Colomer, 2013 A Competitividade Tributária do Gás Natural. Boletim Infopetro, Maio/Junho, Ano 13, n. 2.

---

[1] Em setembro de 2013, o MME, através da portaria nº 317, autorizou a realização de chamada pública para contratação de capacidade de transporte para posterior licitação do gasoduto Itaboraí-Guapimirim a partir de provocação da Petrobras.

# **PDE 2022: O planejamento do governo brasileiro para a expansão da oferta de energia elétrica nos próximos 10 anos**

**Por Renato Queiroz**

O planejamento energético brasileiro sob a responsabilidade do Ministério de Minas e Energia (MME) e com suporte técnico da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) tem dois instrumentos que indicam as opções que o governo visualiza para a expansão da oferta de energia no médio e longo prazos: o Plano Nacional de Energia (PNE) cujo o primeiro documento foi apresentado em 2007 ao público em geral com metas até 2030 – segundo informações da EPE, o próximo PNE expande esse horizonte em 20 anos, ou seja, até 2050, devendo estar disponível no 1º semestre de 2014 – e o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) que representa, segundo o MME, a visão tática de médio prazo do governo para a indústria de energia no Brasil e é revisado anualmente.

O PDE 2022, foco deste artigo, abrange o período de 2013 a 2022 e acaba de ser divulgado neste mês de novembro, após o período de consulta pública.

A comunidade científica, as organizações não governamentais, as associações de classe e consultores especializados vão analisar o documento e deverão discutir, em eventos e/ou em relatórios e artigos, as suas visões sobre os caminhos que a indústria de energia no país deve perseguir nesse período, concordando e/ou discordando do PDE. Essas avaliações enriquecem o processo de prospectar o futuro da energia no país. Uma atenção, no entanto, deve ter o leitor ao se debruçar sobre essas análises, pois um plano indicativo de expansão de oferta acaba privilegiando ou postergando a participação de certas tecnologias na matriz elétrica. Como tal, os interesses das indústrias e organizações atrelados a uma determinada fonte de energia são afetados. Nesse caso, certamente, as propostas e críticas estarão coerentes com os objetivos de seus negócios ou dos de quem representam, ou seja, as opiniões podem, muitas vezes, expressar tendências.

Por outro lado, as políticas públicas não se estruturam independentemente. Há sempre uma inter-relação com as demais áreas de interesse de governo. E os planos de expansão de energia são discutidos no âmbito do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) que é um órgão de assessoramento da Presidência da República para formulação de políticas e diretrizes de energia. O CNPE é presidido pelo MME, mas tem como membros representantes de vários ministérios[1]. Assim o PDE, embora desenvolvido sob critérios técnicos, apresenta resultados que representam o pensamento e interesses do governo, ou seja, indica qual a matriz energética que o governo entende que é a melhor para o país, coerente com as negociações entre os vários ministérios.

A análise, assim, do atual PDE neste artigo buscará focar as indicações ali contidas que sinalizarão as oportunidades que a indústria de energia elétrica

terá no médio prazo. A expansão da oferta de energia elétrica, no plano decenal, visa a atender a uma demanda projetada sob cenários macroeconômicos mundial e nacional. A modelagem computacional, para indicar a expansão da oferta de energia elétrica para um horizonte de planejamento de curto ou médio prazo, busca apontar a composição futura do parque gerador e troncos de transmissão com segurança e sob custos mínimos. Indica ainda, dentro desse objetivo, as datas de construção de novos projetos de geração, considerando a continuidade de usinas em andamento.

No entanto, o problema é complexo, pois o sistema hidrotérmico brasileiro tem fortes incertezas: projetos hidrelétricos em áreas no norte do país com fortes oposições, capitaneados por organismos sócio-ambientais que representam ou sensibilizam uma fatia da sociedade, sem contar com outros interesses de negócios na região que serão prejudicados pela construção dessas usinas. Acrescenta-se ainda, nesse contexto, a falta de garantia da disponibilidade do gás natural para uso em térmicas; as dificuldades de parte da sociedade em aceitar uma maior participação de usinas a carvão e usinas nucleares. Ainda dentro do âmbito dessas dificuldades, há a necessidade do sistema interligado nacional ter a garantia de uma geração firme e constante. O modelo matemático de previsão de oferta não traz soluções para tais problemas, exigindo decisões de política energética dentro da visão vigente governamental.

Quando se analisam as premissas que caracterizam o cenário macroeconômico no próximo decênio, que embasam o PDE 2022, verifica-se que o estudo considera um contexto econômico mundial, mantendo o ambiente de incertezas. O plano avalia que a recuperação da economia global será lenta, sobretudo nos países desenvolvidos. As economias da China e Índia, contudo, continuarão a ter papel relevante no plano global. Outro elemento importante nos cenários para as economias mundiais se refere à demanda de petróleo no mundo que será crescente, apesar das políticas de substituição de derivados. Outro ponto é a trajetória do preço de petróleo. Segundo o plano, o *brent* vai se manter nos primeiros 5 anos no patamar dos US\$ 100/bbl, caindo o seu preço, em cerca de 15 %, no quinquênio final.

No caso da economia nacional, o estudo de caracterização do cenário macroeconômico indica que os investimentos brasileiros no período serão puxados pelos setores de exploração e produção de petróleo e gás com reflexos na cadeia de produção, como petroquímica, fertilizantes, entre outros segmentos. O PDE avalia que a economia nacional terá capacidade de superar as dificuldades da lenta recuperação das principais economias mundiais, continuando o movimento de aumento da demanda interna. O PDE 2022 projeta para o horizonte decenal uma taxa média de crescimento do PIB em 4,7 % a.a, superior ao crescimento mundial, sendo que no primeiro quinquênio a 4,5% a.a. e no período entre 2018 e 2022 um crescimento de 5,5% a.a.

No que tange à demanda de energia elétrica, cabe ressaltar alguns pontos apresentados nos estudos da EPE que subsidiaram o PDE 2022. Primeiramente tem-se a evolução demográfica com fortes reflexos nas projeções de consumo de energia. O aumento da população brasileira, no decênio em análise, é de 13 milhões de pessoas, correspondendo a uma taxa de crescimento de 0,6% ao ano.



Segundo o IBGE, a população brasileira tem seu ritmo de crescimento menor. A pirâmide etária mostra que a população está envelhecendo.

Em relação à expansão da oferta de energia para atendimento da demanda de energia elétrica, o PDE 2022 projeta um acréscimo significativo das hidrelétricas. As incertezas maiores encontram-se no período compreendido entre 2018 e 2022. Isso porque até 2018 há projetos já contratados e em construção, definidos nos leilões realizados até o início do 2º semestre 2013. Entre 2016 e 2018 a capacidade instalada estará definida nos leilões em (A-3) de 2013 e no de 2014 e no leilão (A-5), previsto para dezembro deste ano. A expectativa, nesse leilão (A-5), é com relação à UHE São Manoel, projetada com uma capacidade de 700 MW e que teve iniciado há 6 anos seu processo de licenciamento ambiental no IBAMA. O empreendimento foi planejado para ser construído no curso médio do rio Teles Pires na divisa entre os estados de Mato Grosso e Pará a 290 km do encontro das águas desse rio com as do rio Juruema onde forma o rio Tapajós. Hoje o projeto aguarda a licença ambiental, dependendo de decisões da FUNAI. O empreendimento, que será operado a fio d'água, embora não inunde terras demarcadas ou declaradas pela FUNAI, teve a exigência de elaborar o Estudo de Componente Indígena para avaliar os impactos sobre tribos que se situam rio abaixo, em relação ao local da barragem. O processo de licenciamento ambiental desse projeto é outra constatação das dificuldades que o governo terá para implantar empreendimentos naquela região considerados no seu planejamento, o que traz incertezas nas indicações destes planos.

Entre 2018 e 2022 estão sendo indicados cerca de 20 GW de capacidade instalada de projetos hidráulicos cuja totalidade das máquinas, cabe ressaltar, não entra em operação até o final desse período. O PDE aponta que 7 GW entrarão após 2022 e até 2025. Assim entre 2018 e 2022 a previsão é expandir em cerca de 13 GW. Cinco dessas usinas tem capacidade superior a 1 GW, sendo a maior São Luiz dos Tapajós, com 6.133 MW, no Pará, prevista para 2019. No ano seguinte, está prevista a UHE Jatobá (PA – 2.388 MW). Em 2022, as outras três usinas hidroelétricas previstas são: Salto Augusto Baixo (MT/AM – 1.467 MW), São Simão Alto (MT/AM – 3.509 MW) – ambas no rio Juruena – e Marabá (PA/AM – 2.160 MW), no rio Tocantins. Temos, assim, muita capacidade instalada num contexto de incertezas.

O governo, através do seu planejamento, contempla para as usinas do Complexo Tapajós soluções que possam quebrar a resistência ambientalista e a de populações locais. Lançou o conceito de “usinas plataformas” em que não haverá estradas nem vilas residenciais dos operários das obras. A logística para transportar os trabalhadores será, como nas plataformas de petróleo, através de helicópteros. Os custos dessa forma de construir usinas hidrelétricas não estão bem claros, mas certamente vão onerar fortemente as construções das usinas. A formatação da construção se assemelha às das plataformas de petróleo; mas a estrutura e porte financeiro das empresas que atuam nos negócios voltados à área de petróleo não se assemelham às do setor elétrico. Tal situação pode complicar a montagem do negócio, exigindo a formação de consórcios com grandes empresas com altas receitas operacionais para suportarem as inversões exigidas dos projetos. E ainda o BNDES terá que financiar grande parte do projeto, o que vai aumentar o seu alto percentual destinado a financiar as obras

de usinas hidrelétricas e linhas de transmissão. Isso resolvido, mesmo assim, não há garantias de que as “usinas plataformas” evitarão as demandas da população indígena.

A continuidade de uma matriz energética com alto percentual de fontes renováveis leva a energia eólica a ter, em 2022, um papel relevante no planejamento do governo, com uma participação de quase 10 % no final do período. Em 2012 participava com 1,5 %. A previsão é sair de cerca de 2 GW em 2012 e chegar em 2022 com uma capacidade instalada de cerca de 17 GW. As demais fontes renováveis como biomassa e PCHs terão crescimentos, porém mais modestos. Embora o PDE 2022 ainda não tenha contemplado a fonte solar, desapontando algumas expectativas, o documento não descarta a realização de leilões, com essa fonte, para incentivar o desenvolvimento dessa indústria. Vale assinalar que, no leilão de 2013, a energia solar está listada para participar.

Mas as incertezas quanto aos projetos hidrelétricos, que firmam o sistema e estão localizados em regiões ambientalmente sensíveis no norte do país, levam o planejamento a buscar opções de fontes. A geração através da energia nuclear nesse horizonte terá expansão com a entrada de Angra III em 2018 com capacidade instalada de 1405 MW e não descarta as usinas a carvão. Para o atendimento à carga de energia prevista nas regiões sudeste-centro-oeste e centro-oeste sul, o PDE 2022 prevê a participação de termelétricas. Se as térmicas a gás natural permanecerem sem competitividade, as UTE's a carvão são apontadas como solução. Por fim o PDE 2022 indica, ainda, a integração elétrica com países vizinhos como uma estratégia de atendimento à expansão da oferta. Cabe considerar que essa solução entra, também, no campo da geopolítica do país, o que dificulta uma previsão mais concreta da realização dos projetos.

O planejamento trabalha sob dilemas e incertezas. O governo quer manter a vantagem que o país tem com sua matriz elétrica fortemente renovável. E as fontes que podem proporcionar, no momento, essa condição na oferta de energia elétrica são as hidrelétricas e eólicas. O Brasil está entre os países com maiores potenciais hidroelétricos do mundo. A bacia do Amazonas, por exemplo, teve pouco aproveitamento até o momento[2]. Mas as pressões ambientais dificultam novos projetos nessa bacia. Os preços médios de expansão com UHES são menores que as demais fontes; no entanto os ambientalistas afirmam que estas usinas ao atingir negativamente um grande número de populações e afetarem fortemente o meio ambiente têm custos não contemplados nos custos de planejamento. A construção de usinas hidrelétricas com reservatórios tem dificuldades e, ao que parece, o governo já aceitou essa condição. Em uma hipótese, sem a totalidade das hidrelétricas previstas, mesmo a fio d'água, as opções comparáveis serão as térmicas a gás natural e/ou a carvão. Neste cenário a vantagem de uma matriz “limpa” vai diminuir.

Essas questões deixam inquietos e preocupados os técnicos do setor elétrico e os decisores da política energética no Brasil, pois eles entendem que, sem as hidroelétricas, as consequências para o país, em uma visão global, serão mais lesivas.

Um bom exercício neste panorama complexo para ajudar as decisões estratégicas do planejamento energético governamental seria simular uma oferta de energia elétrica, para atendimento à demanda projetada, sem considerar a entrada de todas ou parte das usinas hidrelétricas da região Norte. Esse cenário apresentaria quais fontes que poderiam substituir tais hidrelétricas com os seus custos explicitados, as emissões, os efeitos ao meio ambiente, a potência unitária de cada fonte, MW/km<sup>2</sup>, a cidade que a energia da usina em análise supriria teoricamente, etc. Haveria, enfim, quantificações com um menu amplo de parâmetros para facilitar a comparação, por exemplo, de uma usina com cerca de 6.000 MW, como a de São Luiz dos Tapajós, com plantas eólicas, ou nuclear ou a carvão.

Os agentes, os órgãos jurídicos, ambientais, a mídia e o próprio CNPE, com esses cenários estratégicos com maiores quantificações comparáveis possíveis, poderiam ter uma ideia mais ampla das opções e suas consequências para poderem exercer suas opiniões e decisões.

Enfim, o planejamento energético enfrentará cada vez mais, no curto e médio prazos, situações que exigirão uma sofisticação em seus processos para ter respostas que atendam da melhor forma o país. O jogo é de profissionais com partidas decisivas a todo o momento. Depois de uma decisão tomada, com tal magnitude e importância para as gerações futuras, não dará para dizer no futuro que foi um engano. Afinal, a forma como a energia é gerada e utilizada deve garantir a continuidade do aproveitamento dos recursos naturais de um país às suas gerações futuras. Neste contexto, em todos os níveis, deverão estar presentes muita responsabilidade e competência.

## **Bibliografia**

MME/EPE -2013-PDE 2022- PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA 2022 –

EPE-2013- NT EPE-DEA 06/13- CARACTERIZAÇÃO DO CENÁRIO MACROECONÔMICO PARA OS PRÓXIMOS DEZ ANOS- 2013-2022-

---

[1] No CNPE estão sentados os seguintes ministros de estado: o Ministro de Minas e Energia, que o preside, o Ministro da Ciência e Tecnologia, o Ministro do Planejamento, Orçamento e Gestão, o Ministro da Fazenda, o Ministro do Meio Ambiente, o Ministro do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior e o Ministro Chefe da Casa Civil da Presidência da República.

[2] Aproveitamento na bacia do Amazonas em menos de 10 %, enquanto a bacia do Paraná já ultrapassa a 70 % e a bacia do S Francisco já atinge a cerca de 60 %.

# Casas inteligentes – elemento chave do setor elétrico

**Por Clarice Ferraz**

Em artigos anteriores foram discutidos o futuro do setor elétrico, e como o surgimento das redes inteligentes e a introdução da micro-geração distribuída mudam o papel de agentes do setor e suas transações. São particularmente afetadas as empresas de distribuição e os consumidores.

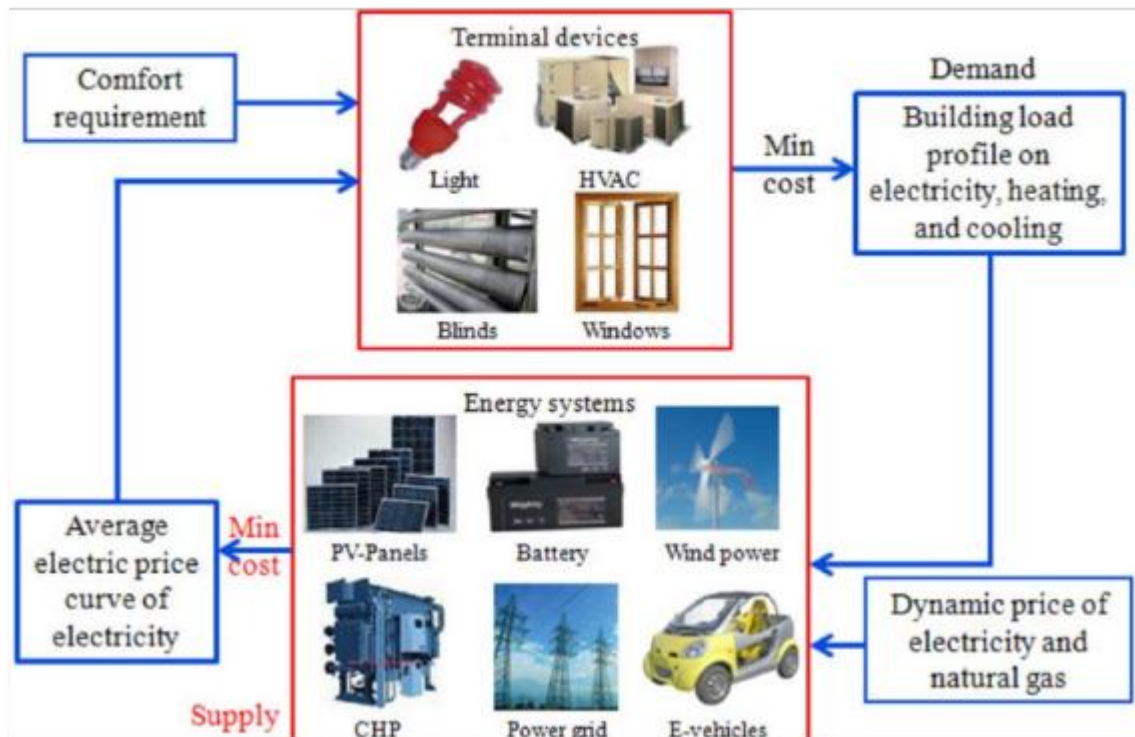
As residências conectadas por redes inteligentes são na realidade o componente final da própria rede. O modo como a energia é consumida, gerada e estocada (ou reinjetada na rede) pelo consumidor final influencia a gestão da rede e é determinante nos problemas de sustentabilidade e segurança energética com os quais a sociedade tem se deparado. Desse modo, cabe a pergunta: o que são as casas inteligentes e quais são suas funções?

O conceito de casa inteligente surgiu há diversas décadas e é anterior ao de redes inteligentes. A visão da casa do futuro era a de uma residência dotada de serviços para facilitar a vida de seus residentes. Atos quotidianos eram automatizados e uma série de novos aparelhos foi introduzida. A incorporação de novos eletrodomésticos, sensores, e aplicativos de automação de diversos aparelhos aumentou a participação do consumo residencial de eletricidade (Faruqui, Hledik, Sergici, 2009).

Em países onde as casas já incorporam o uso de mais eletrodomésticos e de processos automatizados, o consumo de eletricidade avançou rapidamente. Soma-se a esse fenômeno de modernização, o envelhecimento populacional, que faz com as pessoas passem mais tempo em casa, e portanto, contribui para o aumento do consumo de energia. Nesse processo de modernização e automação de diversas ações quotidianas o setor residencial passa a ter um peso maior na demanda global por eletricidade.

Diante das atuais preocupações de segurança de abastecimento há uma mudança de paradigma. Para os estudiosos do setor energético a casa inteligente passa a ser aquela que promove maior eficiência na produção e no consumo de energia, enquanto preserva os ganhos de conforto promovidos pela automação de diversos serviços. Para tanto, são incorporados equipamentos que permitem o monitoramento e controle, assim como a reorganização, da utilização de eletrodomésticos. Existem softwares que ligam e desligam automaticamente luzes e aparelhos eletrodomésticos, incluindo ar condicionados, de acordo com o horário e os hábitos de seus ocupantes. Ao incorporar tais facilidades, as casas inteligentes deixaram de ser fonte de aumento de demanda de energia para se tornarem fonte de economia de energia (Rokach, 2012:93). Desse modo, se aproveita ao máximo a geração produzida localmente e nos horários onde precisa consumir eletricidade via a distribuidora, se evita o consumo no horário de ponta com suas tarifas mais elevadas.

**Figura 1: Integração otimizada de geração e consumo de energia no seio da casa inteligente**



Fonte: Guan *et al*, 2003.

Entretanto, a maximização dos benefícios da casa inteligente só é possível se a casa é bem utilizada. Não adianta a casa ter sistemas de ventilação passiva e termostatos automáticos se seus ocupantes deixam janelas abertas, ou programam seus equipamentos para funcionarem em horários de ponta. A participação do usuário é fundamental para o sucesso da integração. Com esse objetivo, além de investir em educação para que as pessoas consumam energia de modo mais eficiente, foram desenvolvidos instrumentos econômicos que induzem a mudança de comportamento dos indivíduos para colaborar com o equilíbrio do sistema.

Faruqi, Hledik *et* Sergici (2009) mostram que diversos projetos piloto utilizando o sistema de diferenciação de tarifas residenciais que penalizam o consumo nos horários de ponta levaram à uma redução da demanda da ordem de 13 a 20%. Quando associados à tecnologias mais modernas, a redução chegou a atingir reduções de consumo de 27 a 44%. Desse modo, tarifas diferenciadas bem concebidas geram reduções significativas de pico de consumo ao mesmo tempo que gozam de elevados níveis de aceitação social. Os autores chamam atenção para a importância de se estabelecer curtos períodos de ponta, de até 4 horas, por exemplo, pois isso facilitaria a mudança de hábitos de consumo dos usuários. Períodos longos são menos efetivos na indução de mudança de hábito dos consumidores porque implicam mudanças mais radicais de seus hábitos de consumo. Além disso, deve se associar aos horários de ponta e fora de ponta,

fortes sinais de preço. O consumidor deve perceber que há uma grande diferença de preços nesses dois momentos.

É através de uma boa integração com as redes inteligente que se torna possível maximizar os benefícios das casas do futuro. Através dela, é possível ter sucesso com a integração da geração de energia oriunda de novas fontes renováveis produzida nas residências e promover a redução do consumo de energia nos horários de ponta.

Uma integração bem sucedida é facilitada através de projetos piloto para que as redes como as casas inteligentes sejam concebidas levando em conta as características de geração e de consumo de eletricidade de seus ocupantes e do sistema energético no qual ele se insere (Faruqui, Hledik *et* Sergici, 2009). Através de projetos piloto as distribuidoras podem mapear e quantificar o impacto dos hábitos de consumo de energia de seus consumidores e oferecer tarifas dinâmicas diferenciadas que orientem o consumo de energia de seus consumidores de acordo com a capacidade de geração e transporte/distribuição de seu sistema elétrico.

Por serem componentes integrantes das redes inteligentes, o bom uso das casas inteligentes é vital para contornar problemas de sustentabilidade e segurança energética com os quais a sociedade tem se deparado. Ghaffarian Hoseini *et al* (2013) afirmam que as casas inteligentes, como ambientes de vida integrados equipados com tecnologias inteligentes para a automação de diversas funções são apontadas para serem um paradigma comum. A penetração de tecnologias de Tecnologia da Informação e Comunicação (TIC) no dia a dia não poderá ser evitada. Desse modo, é essencial que em sua concepção sejam integradas as restrições ambientais e de dotações de recursos naturais nos ambientes nas quais elas se inserem. Somente assim ela será sustentável e elemento de equilíbrio do sistema elétrico no qual está inserida.

## Referências

Faruqui, A., Hledik, R., Sergici, S., 2009, "Piloting the Smart Grid", *The Electricity Journal*, vol. 22, Issue 7.

GhaffarianHoseini, A-H. *et al*, 2013, "Sustainable energy performance of green buildings: A review of current theories, implementations and challenges", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 25, 2013.

Rokach, J. Z., 2012, "Smart houses in a world of smart grids", *The Electricity Journal*, April 2012, vol.25, Issue 3.

# Setor de energia no Brasil: O balanço de 2013

**Por Edmar de Almeida**

O ano de 2013 foi um ano de mudanças importantes na política energética nacional. Assistimos a implementação da MP 579 que deu uma verdadeira guinada econômica no setor elétrico, desenhando um novo cenário muito mais complexo e nebuloso para o setor. Já no setor de óleo e gás, este foi um ano difícil, mas com um balanço positivo. A realização das três rodadas de licitação sinalizou para uma política mais favorável para o setor que reafirmou a perspectiva de crescimento.

## **O Novo Desafio do Setor Elétrico**

Encerramos 2012 com uma grande discussão na sociedade em torno dos possíveis impactos econômicos relativos à implementação da MP 579, que extinguiu vários encargos do setor elétrico; antecipou a renovação das concessões de hidrelétricas e linhas de transmissão com tarifas muito reduzidas; e criou importantes passivos para o Governo Federal relativos às indenizações às empresas (principalmente federais) de ativos não amortizados.

Infelizmente, essas medidas não foram suficientes para garantir a redução de 20% nas tarifas elétricas prometidas pelo governo. No mesmo período em que a redução deveria acontecer, apareceu uma conta enorme a ser paga pelos consumidores. A baixa hidraulicidade do final de 2012 e 2013 resultou na necessidade de despachar as termelétricas para evitar a queda dos reservatórios. Para não permitir que o custo adicional do combustível das térmicas impedisse a prometida redução de 20%, o governo resolveu também mudar os critérios de remuneração deste custo, repassando para o tesouro nacional a conta relativa ao ano de 2013.

Muitos foram os críticos a alertarem para o perigo de desestruturação do regime de financiamento do setor elétrico. O governo, por sua vez, insistiu na tese de que o Tesouro Nacional teria todas as condições de arcar com os custos dos subsídios.

A nova dependência e relação entre o setor elétrico e o Tesouro Nacional não poderia ter começado pior. O governo passou todo o ano de 2013 a buscar formas de arcar com a conta criada pela MP 579. O custo adicional de combustível de 2013 foi basicamente coberto pelo saldo de recursos da RGE (R\$ 10 bilhões). Estes recursos, por sua vez, estavam comprometidos com as indenizações de ativos não amortizados das concessões renovadas. Ao esgotar esta fonte, o governo foi obrigado a iniciar aportes diretos do tesouro no setor. Inicialmente, para arcar com as despesas dos subsídios antes financiados pela CDE, mas também deverá arcar com os custos relativos às indenizações.

O festival de truques contábeis e a ginástica financeira realizados pelo Governo lançam uma grande cortina de fumaça sobre o futuro do financiamento do setor elétrico. O contexto fiscal para os próximos anos não parece ser alentador. A perspectiva do setor elétrico passar a depender de subsídios diretos do Tesouro Federal é fonte de incertezas econômicas importantes.

Em síntese, 2013 deverá ser lembrado pela materialização de um cenário econômico muito mais desfavorável para o setor elétrico. O setor de distribuição conviveu com um contexto financeiro difícil e a percepção de risco dos investidores aumentou. Infelizmente, o setor voltou a flertar com uma situação de risco fiscal e financeiro que deverá pautar o debate nos próximos anos. Certamente, esta é uma agenda negativa que deverá ocupar um espaço precioso no debate sobre a política para o setor elétrico. Muitas questões de enorme relevância deverão ser colocadas para um segundo plano até que o cenário econômico do setor fique mais claro: i) implementação das hidrelétricas na Amazônia, políticas e diretrizes para inserção das renováveis e geração distribuída; papel dos reservatórios hidrelétricos e das termelétricas como backup das fontes intermitentes; promoção da eficiência energética; entre outros.

É muito importante uma discussão rápida e direta sobre o regime de financiamento do setor elétrico. Este tema não permite improvisações. A ideia de que todo ano o governo irá discutir e decidir de onde virão os recursos para as políticas do setor elétrico (subsídios aos sistemas isolados, custo dos combustíveis das térmicas, Procel, Luz para Todos e indenizações de ativos para renovação de concessões) simplesmente não é viável econômico e politicamente. Estas incertezas irão contribuir para dificultar os investimentos necessários para se garantir a segurança do abastecimento. Dificuldade essa agravada pela fragilização do setor elétrico estatal levada a cabo pela MP 579, que retirou do Estado brasileiro um recurso fundamental para fazer frente às crises e desafios da expansão do suprimento elétrico no país.

### **Setor de Petróleo e Gás: Um Ano Difícil, Mas Com Balanço Positivo**

O ano de 2013 também não foi um ano fácil para o setor de óleo e gás no Brasil. Apesar do volume recorde de investimentos por parte da Petrobras e suas parceiras, o setor teve que enfrentar um contexto econômico e financeiro complicado. As principais dificuldades foram causadas pelos seguintes fatores: i) controle dos preços de derivados de petróleo no país que impôs perdas muito significativas para a Petrobras; ii) crise financeira da OGX; iv) impacto da falta de rodadas nos 5 anos precedentes.

Além de enfrentar preços derivados defasados, a Petrobras teve que importar uma quantidade recorde de combustíveis e gás natural. Não foi apenas a Petrobras que sofreu as consequências da contenção dos preços dos derivados. O setor de etanol também enfrenta grandes dificuldades econômicas em razão da contenção dos preços da gasolina. A queda na produção de etanol implicou na necessidade de importar volumes crescentes de gasolina. Para piorar, a Petrobras teve que importar uma grande quantidade de GNL para viabilizar o despacho térmico.



Para se adaptar à contenção dos preços dos derivados no Brasil num contexto de grandes investimentos, a Petrobras adotou o lema da disciplina de capital. Esta maior disciplina teve implicações importantes para a cadeia de fornecedores. A concentração das compras de bens e serviços na Petrobras deu à empresa uma grande capacidade de negociação com os fornecedores visando a redução de custos. Por esta razão, foram muitas as notícias nos jornais sobre empresas fornecedoras em dificuldade financeira. Em particular, as empresas nacionais menos capitalizadas tiveram problemas para se adaptar ao novo ambiente de negócios.

A crise financeira do grupo EBX também teve consequências para o ambiente de negócios no setor de óleo e gás. A percepção de risco por parte dos investidores aumentou muito, afetando o custo de captação para as pequenas e médias empresas independentes atuando no Brasil. A dificuldade de captação de recursos acaba impactando no valor dos ativos já que algumas empresas são forçadas a vender parte dos ativos para se capitalizarem ou a reduzir os ritmos dos investimentos.

Apesar da Petrobras experimentar um ritmo acelerado de investimentos, o setor de óleo e gás ainda teve que enfrentar as consequências do hiato de 5 anos sem rodadas. Muitas operadoras tiveram que reduzir o ritmo de atividades no país neste ano por falta de portfólio exploratório.

Neste cenário, as três Rodadas de Licitação organizadas pela ANP representaram um enorme alento para o setor. Ainda que os efeitos econômicos diretos destas rodadas não tenham se concretizado neste ano, as rodadas apontam para um futuro bastante promissor. As empresas presentes no país puderam recompor seus portfólios de exploração e novas empresas vieram para o país. As rodadas foram fundamentais não apenas para viabilizar a continuidade exploratória no país, mas para abrir o horizonte de desenvolvimento da indústria.

No que tange ao ambiente offshore, é importante destacar o Leilão de Libra que inaugurou o contrato de Partilha. Este leilão deu materialidade para o esforço político empreendido pelo Governo para mudar o arcabouço institucional e o regime fiscal para a área do Pré-sal. Apesar destas mudanças terem sofrido muitas críticas por parte da indústria, a criação da PPSA, a elaboração do contrato de partilha e a realização do leilão contribuíram para dissipar uma frustração e o sentimento de que a politização das discussões sobre o Pré-sal não estava levando o setor a lugar algum.

Apesar da frustração com a falta de concorrência no leilão de Libra, o que certamente coloca em questão o desenho atual para os leilões para a área do Pré-sal, o consórcio vencedor certamente está à altura dos desafios técnicos e econômicos de Libra. São muitos os desafios institucionais e econômicos a serem vencidos, mas o leilão de Libra será um marco importante para o setor de petróleo nacional.

No que tange ao ambiente onshore, o leilão de áreas vocacionadas para gás, inclusive não convencional, inaugurou uma nova avenida para a exploração de petróleo e gás no Brasil. Trata-se de um novo modelo de negócios para o setor

de gás no país. Além de exigir novas tecnologias, a exploração de gás não convencional irá exigir inovações em termos de estratégias comerciais para monetização das eventuais descobertas. A retomada da exploração em terra poderá representar uma oportunidade para mudanças importantes no cenário da nossa indústria de gás, marcado pela instabilidade e escassez nos últimos anos.

Apesar dos percalços enfrentados pela indústria em 2013, as perspectivas para 2014 parecem mais alvissareiras. Muitos desafios ainda deverão ser enfrentados, mas as rodadas de 2013 trouxeram um novo momento político e mais ânimo ao setor.

### **Desafios de 2014**

2014 será um ano de grandes desafios para o setor energético nacional. Em particular, é urgente equacionar a questão do financiamento da Petrobras e do setor elétrico. Esta questão é urgente porque crise financeira é algo que traz risco de morte. Os outros desafios são importantes, mas não matam no curto prazo. Neste sentido, o período eleitoral representará uma excelente oportunidade para se debater questões relevantes sobre a política energética nacional.