



A INDÚSTRIA E O BRASIL



ENERGIA E COMPETITIVIDADE



NA ERA DO BAIXO CARBONO

BRASÍLIA 2011



A INDÚSTRIA E O BRASIL

ENERGIA E
COMPETITIVIDADE NA
ERA DO BAIXO CARBONO

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA – CNI

PRESIDENTE

Robson Braga de Andrade

1º VICE-PRESIDENTE

Paulo Antonio Skaf

2º VICE-PRESIDENTE

Antônio Carlos da Silva

3º VICE-PRESIDENTE

Flavio José Cavalcanti de Azevedo

VICE-PRESIDENTES

Paulo Gilberto Fernandes Tigre

Alcantaro Corrêa

José de Freitas Mascarenhas

Eduardo Eugenio Gouvêa Vieira

Rodrigo Costa da Rocha Loures

Roberto Proença de Macêdo

Jorge Wicks Côrte Real

José Conrado Azevedo Santos

Mauro Mendes Ferreira

Lucas Izoton Vieira

Eduardo Prado de Oliveira

Antônio José de Moraes Souza

1º DIRETOR FINANCEIRO

Francisco de Assis Benevides Gadelha

2º DIRETOR FINANCEIRO

João Francisco Salomão

3º DIRETOR FINANCEIRO

Sérgio Marcolino Longen

1º DIRETOR SECRETÁRIO

Paulo Afonso Ferreira

2º DIRETOR SECRETÁRIO

José Carlos Lyra de Andrade

3º DIRETOR SECRETÁRIO

Antonio Rocha da Silva

DIRETORES

Alexandre Herculano Coelho de Souza Furlan

Olavo Machado Júnior

Denis Roberto Baú

Edílson Baldez das Neves

Jorge Parente Frota Júnior

Joaquim Gomes da Costa Filho

Eduardo Machado Silva

Telma Lucia de Azevedo Gurgel

Rivaldo Fernandes Neves

Glauco José Côrte

Carlos Mariani Bittencourt

Roberto Cavalcanti Ribeiro

Amaro Sales de Araújo

Sergio Rogerio de Castro

Julio Augusto Miranda Filho

CONSELHO FISCAL

MEMBROS TITULARES

João Oliveira de Albuquerque

José da Silva Nogueira Filho

Carlos Salustiano de Sousa Coelho

MEMBROS SUPLENTE

Célio Batista Alves

Haroldo Pinto Pereira

Francisco de Sales Alencar



Confederação Nacional da Indústria



A INDÚSTRIA E O BRASIL

ENERGIA E COMPETITIVIDADE
NA ERA DO BAIXO CARBONO

BRASÍLIA 2011

© 2011. CNI – Confederação Nacional da Indústria

Qualquer parte desta obra poderá ser reproduzida, desde que citada a fonte.

Este documento foi desenvolvido por iniciativa do Conselho Temático Permanente de Infraestrutura da CNI.

Elaboração: PSR Soluções e Consultoria em Energia Ltda

Acesse o documento completo “A Indústria e o Brasil - Uma Agenda para Crescer Mais e Melhor”: www.cni.org.br

Conselho Temático de Infraestrutura - COINFRA

FICHA CATALOGRÁFICA

C748i

Confederação Nacional da Indústria.

A indústria e o Brasil: energia e competitividade na era do baixo carbono /
Confederação Nacional da Indústria.

– Brasília, 2011.

79 p. : il.

ISBN 978-85-7957-056-8

1 Indústria - Brasil 2. Indústria – Crescimento I. Título II. Título: uma
agenda para crescer mais e melhor III. Título: Energia e competitividade na
era do baixo carbono

CDU: 67(81)

CNI

Confederação Nacional da Indústria

Setor Bancário Norte
Quadra 1 – Bloco C
Edifício Roberto Simonsen
70040-903 – Brasília – DF
Tel.: (61) 3317-9001
Fax: (61) 3317-9994
<http://www.cni.org.br>

Serviço de Atendimento ao Cliente – SAC

Tels.: (61) 3317-9989 / 3317-9992

sac@cni.org.br

SUMÁRIO

APRESENTAÇÃO

SUMÁRIO EXECUTIVO

1. VISÃO GERAL

1.1 Os três eixos de transição para a era de baixo carbono

1.2 Organização do relatório

2. SITUAÇÃO MUNDIAL

2.1. Segurança de suprimento

2.2. Gás natural liquefeito (GNL)

2.3. Mudança climática

3. EVOLUÇÃO DOS PREÇOS DA ENERGIA ATÉ 2015

3.1 Evolução histórica da tarifa de fornecimento

3.2. Impacto dos preços da energia na competitividade industrial

3.3. Evolução futura dos preços de energia

4. PERSPECTIVAS DE SUPRIMENTO APÓS 2015

4.1. Necessidade de nova geração

4.2. Energia hidrelétrica

4.3. Usinas termelétricas

4.4. Renováveis

4.5. Evolução dos preços de energia pós 2015

8

18

21

25

26

27

33

38

46

47

53

54

62

63

64

72

73

76



APRESENTAÇÃO

O Brasil se destaca mundialmente pela sustentabilidade de sua matriz energética graças à forte participação de fontes renováveis de energia. O parque de hidroeletricidade e os vastos recursos de biomassa são exemplos marcantes desta matriz.

A participação de fontes renováveis representa 48% da matriz energética brasileira, enquanto na matriz mundial não atinge 20%. A hidroeletricidade, por sua vez, proporciona 84% da oferta interna de energia elétrica, ao contrário do resto do mundo onde os processos térmicos baseados na queima de combustíveis fósseis predominam.

Entretanto, apesar da elevada base hidráulica e uma posição favorável na era do baixo carbono, a energia deixou de ser uma vantagem competitiva do setor produtivo brasileiro, tornando-se um sério problema para a indústria nacional. O custo da energia elétrica tem crescido sistematicamente acima da inflação. Hoje, nossa tarifa de eletricidade é superior a praticada em vários países.

Embora o atendimento à demanda energética nos próximos anos esteja em níveis confortáveis, o País deve manter-se alerta para assegurar a entrada em operação das linhas de transmissão e das usinas nas datas previstas nos cronogramas de instalação. Os projetos de geração hidrelétrica vêm enfrentando entraves socioambientais nos processos de licenciamento, especialmente quando associados a reservatórios para armazenamento de água.

O presente estudo traça uma visão ampla do setor energético mundial no contexto de mudanças climáticas e delinea a posição brasileira nesse panorama. São analisadas condições e custos de suprimento, participação de fontes renováveis e não renováveis na matriz energética, configuração do mercado do gás natural e efeitos das mudanças climáticas sobre o parque gerador.

Com esta publicação, a CNI espera contribuir para o debate sobre o futuro da energia no Brasil e para a adoção de medidas visando ao aumento da competitividade do produto nacional.

Robson Braga de Andrade
Presidente da CNI

José de Freitas Mascarenhas
Presidente do Coinfra

SUMÁRIO EXECUTIVO

VISÃO GERAL

Os principais temas discutidos em nível mundial no setor de energia são: segurança de suprimento e mudanças climáticas. Esses temas estão inter-relacionados, pois muitas das soluções propostas para aliviar a dependência do petróleo importado na área de transportes, por exemplo, podem ser implantadas utilizando biocombustíveis (etanol e biodiesel) e, no caso de veículos elétricos, fontes de geração de eletricidade não emissoras de CO₂.

O Brasil está em situação privilegiada quanto a segurança de suprimento. As descobertas do Pré-Sal asseguram a auto-suficiência e até mesmo a possibilidade de exportação de petróleo e gás natural; e há um amplo leque de recursos locais de geração de eletricidade, tais como energia hidrelétrica, termelétrica (gás natural, carvão, nuclear e biomassa) e eólica.

Na área das mudanças climáticas, o País está bem posicionado rumo a uma sociedade de baixo carbono, pois 45% de sua matriz energética provem de fontes que não emitem CO₂ (renováveis e energia nuclear), contra menos de 20% na média mundial.

O Brasil dispõe de diversas opções de geração de energia limpa e competitiva para sua expansão, em particular a hidroeletricidade, a co-geração à biomassa (principalmente de cana-de-açúcar) e a energia eólica. No médio prazo, é possível que a energia solar seja adicionada ao portfólio de fontes de geração competitivas. Na área de transportes, destacam-se o etanol e, no futuro, o biodiesel derivado do açúcar.

O primeiro tema a ser equacionado em uma agenda energética para o País é o crescimento acelerado do preço da energia elétrica. A tarifa de eletricidade brasileira passou a ser uma das mais caras do mundo.

Dado o conjunto de vantagens do Brasil na área energética mundial, seria frustrante ver a energia transformar-se de fator indutor para inibidor do crescimento. É necessário analisar com muito cuidado os benefícios e custos das alternativas propostas para a “descarbonização”. Sugere-se uma estratégia baseada em três eixos.

Primeiro eixo: priorizar políticas públicas “sem arrependimento”

Políticas “sem arrependimento” são as que seriam recomendáveis independentemente da preocupação com as mudanças climáticas. Um exemplo dessas políticas é o de trazer para a discussão da sociedade a questão das restrições ambientais ao aproveitamento da geração hidrelétrica no País e, em particular, o impacto econômico resultante da proibição, na prática, de construção de reservatórios para as novas usinas.

Segundo eixo: maior conhecimento sobre mudança climática e fontes emissoras

No caso do setor elétrico brasileiro, uma das principais preocupações é o impacto do processo de mudança climática nas vazões afluentes às usinas hidrelétricas. Essa preocupação aumenta diante da constatação de que, além do impacto na vazão média, é possível que haja mudanças significativas na variabilidade das afluições, isto é, períodos de seca e cheia mais acentuados.

A única maneira de gerenciar essa maior variabilidade das afluições seria aumentar a capacidade de armazenamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas. No entanto, o aumento da capacidade de armazenamento do sistema brasileiro está sendo dificultado de maneira acentuada. A razão para essa tendência é que, devido a restrições no licenciamento ambiental, novas usinas hidrelétricas de grande porte estão sendo construídas sem qualquer capacidade de armazenamento (usinas a “fio d’água”).

É também fundamental que as políticas públicas de redução de emissões estejam baseadas em informações realistas sobre cada fonte. No caso do Brasil, há uma percepção por parte de grupos ambientalistas e do público em geral de que as térmicas a carvão e a óleo são inaceitavelmente “sujas”. Essa conclusão aparentemente óbvia não é correta: as usinas termelétricas brasileiras somente são acionadas uma fração do tempo, em situações de menor disponibilidade de geração hidrelétrica.

Terceiro eixo: eficiência na transição para a sociedade de baixo carbono

A transição para uma sociedade de baixo carbono deve ocorrer da maneira mais eficiente possível, isto é, explicitando o custo de políticas de redução de emissões, em

termos de R\$/tCO₂ evitadas, e buscando a melhor relação entre os custos da energia e o montante de redução de emissões. Caso contrário, corre-se o risco de implantar políticas que aparentemente são desejáveis, mas que podem aumentar desnecessariamente o custo da energia, piorando a competitividade do País.

SITUAÇÃO MUNDIAL

Petróleo

Apesar da crise mundial, a expectativa é de crescimento vigoroso da demanda por petróleo, da ordem de 7% ao ano, liderada principalmente pelos países asiáticos emergentes. No entanto, não se observa um aumento na oferta de petróleo que compense esse aumento de consumo na Ásia. A perspectiva é de aumento no preço do petróleo nos próximos anos. A maioria das previsões de agências e bancos indica valores superiores a US\$ 100/barril (a preços de 2010) por volta de 2015. Embora com muito mais incerteza do que na análise de curto prazo, numerosos fatores sugerem que o preço do petróleo tenderá a se manter elevado também no longo prazo.

Gás natural

O gás natural aumentou significativamente sua participação na matriz energética de muitos países nos últimos vinte anos. Uma das razões é ambiental, pois o gás emite menos do que o carvão para a geração de energia elétrica e do que o óleo combustível para o calor industrial.

Diferentemente do petróleo, não se visualiza uma escassez do gás natural. Suas reservas são suficientes para atender à demanda mundial por calor industrial, eletricidade e petroquímica até pelo menos 2030.

Gás natural liquefeito e o gás de xisto

O gás natural liquefeito – GNL era visto como a única alternativa de aumento da segurança de suprimento, através da diversificação de fornecedores. No entanto, a situação do gás nos últimos dois anos sofreu uma reviravolta com o surgimento de uma fonte não convencional de gás extraído do xisto (shale gas), o que aumentou substancialmente as reservas de gás natural dos Estados Unidos e de outros países, como a China.

Essa nova fonte pode afetar significativamente tanto a segurança energética como as políticas de combate a mudanças climáticas em nível mundial.

Cabe destacar um outro efeito potencial do shale gas: o geopolítico. Diferentemente do gás convencional, que está concentrado em poucos países produtores, há formações de xisto no mundo inteiro.

Perspectivas de curto prazo para o gás natural

A perspectiva de curto prazo é um excesso de GNL no mercado e, conseqüentemente, uma redução de seu preço, pois vários países produtores de gás fizeram investimentos maciços em estações de liquefação e infraestrutura de transporte do produto. Esta perspectiva de preço para o gás é oposta à do petróleo, que deve ter um aumento de preço devido às restrições na oferta.

No caso brasileiro, devido à distância de quase 300 km dos campos do Pré-Sal ao litoral, e à profundidade do mar nessa região, não parece ser viável um sistema direto de escoamento do gás extraído. Por essa razão, está sendo analisada a viabilidade de liquefazer o gás na própria plataforma, tanto do ponto de vista técnico quanto, e principalmente, financeiro.

Mudanças climáticas

A perspectiva mais provável para os próximos anos será a de inação dos governos no que se refere a medidas substantivas para redução de emissões. Em particular, não há indicações de que Estados Unidos, China e Índia, que estão entre os maiores emissores, estejam dispostos a avançar além de medidas simbólicas. A própria União Europeia, embora mantendo o compromisso anterior conhecido como 20/20/20, rejeitou recentemente propostas para reforçar essas metas.

Mudanças climáticas: perspectivas de curto e médio prazo

A combinação do impasse ambiental, maior disponibilidade de gás e restrições financeiras mundiais pode levar no curto prazo a uma reorientação da questão climática, que incluiria o uso do gás natural como “ponte” para a transição para uma sociedade de baixo carbono e a uma posição mais crítica sobre a relação benefício/custo das energias renováveis.

As ideias básicas para o uso do gás natural como “ponte” são: (i) a geração termelétrica à gás natural substituiria a geração à carvão, que é predominante nos maiores países emissores; e (ii) o gás substituiria o petróleo no setor de transporte, seja diretamente, através do gás natural veicular seja indiretamente, através da geração de energia para veículos elétricos

Mudanças climáticas: impactos para o Brasil

O quadro de grandes incertezas e riscos para a mudança climática tem duas consequências importantes para o Brasil. A primeira é que, à medida que diminui a probabilidade de implantação de medidas mitigatórias por parte dos maiores emissores, passa a ser mais importante dar atenção a políticas de adaptação para o País, no caso de um aumento da temperatura.

A segunda consequência é que o País corre o risco de ter um aumento nos seus custos de energia devido a políticas visando atender suas metas de redução de emissões, enquanto os países não cumpridores mantêm ou melhoram suas posições competitivas.

Portanto, é importante que: (i) os compromissos nacionais de redução de emissões estejam condicionados ao efetivo cumprimento dos compromissos dos demais países; e (ii) os benefícios e custos das alternativas propostas para a “descarbonização” do Brasil sejam avaliados da maneira mais realista possível, com o objetivo de priorizar as soluções mais efetivas.

Evolução do preço da energia

O crescimento da tarifa de 2001 a 2006 chegou a ser 39% maior do que a inflação no período. O aumento da tarifa em relação à inflação acumulada de 2001 a 2009 é 27%.

Os tributos e encargos são responsáveis por boa parte do aumento do custo da energia nos últimos anos. Os sucessivos aumentos tornaram a tarifa brasileira uma das caras do mundo, diminuindo a competitividade industrial.

Evolução dos preços de geração de 2010 a 2015

Os cálculos indicam que a tarifa de energia poderia aumentar 30%. Cerca de 40% deste aumento se deve à hipótese de renovação da energia existente a preço acima dos contratos atuais. Os 60% restantes do aumento resultam da contratação de energia nova já realizada, em particular de usinas térmicas cuja frequência de acionamento tenderá a ser maior do que o previsto nos leilões de energia nova em que elas foram contratadas.

Dado que as tarifas de energia do mercado regulado servem como referência para os preços do mercado livre, é de se esperar um aumento análogo também nesse ambiente.

Evolução futura dos preços de energia elétrica

O aumento dos preços da energia elétrica para a indústria foi “puxado” pelo realinhamento tarifário, tributos e encargos. Os preços de compra da energia pelas distribuidoras não sofreram grandes elevações. A situação deve se alterar nos próximos anos: a parcela de geração deverá ser o principal fator de aumento dos preços da energia, seguida pelo encargo de Conta de Consumo de Combustíveis.

Perspectivas de suprimento

A oferta de geração existente ou em construção assegura o atendimento da demanda até 2014. Quanto à previsão da evolução da demanda até 2019 vis-à-vis a oferta existente ou já contratada, esta oferta se estabiliza gradualmente a partir de 2015 com a entrada em operação de Belo Monte, que foi a última usina a ser contratada.

Os recursos de geração disponíveis para atender a demanda até 2019 são: (i) energia hidrelétrica; (ii) geração termelétrica, incluindo gás natural, carvão e nuclear; (iii) as chamadas energias renováveis, com destaque para pequenas centrais hidrelétricas, biomassa

e eólica; (iv) interconexões internacionais, tais como a usina de Inambari, no Peru, e a binacional Garabi (com a Argentina).

Energia hidrelétrica

Além do grande potencial para geração de eletricidade, a energia hidrelétrica tem vantagens conhecidas, tais como ser renovável e estar entre as opções mais econômicas. A flexibilidade da produção hidrelétrica facilita a integração econômica de fontes de energia sazonais ou intermitentes, tais como biomassa e eólica.

Devido às características acima, a energia hidrelétrica pode ser considerada uma opção “sem arrependimento” para o País, isto é, que deve ser desenvolvida independentemente dos benefícios associados à redução de emissões. Os principais desafios para o aumento da geração hidrelétrica no País são: (i) licenciamento ambiental; (ii) a questão dos reservatórios das usinas hidrelétricas; e (iii) o efeito das mudanças climáticas nas vazões.

Licenciamento ambiental

É evidente que o processo de licenciamento de uma hidrelétrica é extremamente complexo e deve levar o tempo necessário para que a análise seja feita de maneira tecnicamente correta e rigorosa. Por outro lado, é fundamental que a duração do processo de licenciamento seja previsível não somente quanto ao prazo, mas também em relação ao montante da compensação ambiental.

Uma visão antagônica de economia versus meio ambiente é equivocada e traz muitos prejuízos para o País. O único caminho correto é tratar o desenvolvimento das bacias, desde seu início, como um processo único planejamento/meio ambiente.

Importância da geração termelétrica

Mesmo que houvesse super abundância de recursos hidrelétricos, a expansão de mínimo custo para o consumidor seria um portfólio de hidrelétricas e termelétricas. A razão é a complementaridade entre os atributos dessas fontes de geração: (i) por um lado, as usinas termelétricas aportam segurança de suprimento ao sistema, pois sua produção não depende da situação hidrológica; (ii) por sua vez, as usinas hidrelétricas permitem uma redução nos

gastos de combustível, pois o adicional de produção hidrelétrica nas situações favoráveis pode ser aproveitado reduzindo-se a geração das usinas termelétricas.

Renováveis

Um primeiro aspecto de interesse no caso das energias renováveis é a complementaridade geográfica. O potencial da bioeletricidade é predominante na região Sudeste/Centro-Oeste; a energia eólica, nas regiões Nordeste e Sul; e a energia hidrelétrica, na região Norte.

Adicionalmente, essas fontes têm as seguintes características: (i) potencial significativo - milhares de MW médios de garantia física - para adição de nova capacidade; (ii) menor tempo de construção (entre dois e três anos, comparado com cinco anos no caso das hidrelétricas convencionais).

Finalmente, a biomassa e a energia eólica têm padrões de geração complementares ao das hidrelétricas, pois sua produção é maior nos períodos hidrológicos secos. Uma menor demanda líquida, isto é, subtraída da produção da biomassa e eólica, reduz a necessidade de armazenamento das usinas hidrelétricas nesses períodos.

1 VISÃO GERAL

Os principais temas energéticos a nível mundial são a segurança de suprimento de energia e a mudança climática. Estes temas estão inter-relacionados, pois muitas das soluções propostas para aliviar a dependência do petróleo importado na área de transporte podem ser implantadas utilizando biocombustíveis (etanol e biodiesel) e, no caso de veículos elétricos, fontes de geração de eletricidade não emissoras de CO₂.

No que se refere à segurança de suprimento, o Brasil está em uma situação privilegiada: as descobertas do Pré-Sal asseguram a auto-suficiência e até mesmo a possibilidade de exportação de óleo e gás natural; e há um amplo leque de recursos locais de geração, tais como energia hidrelétrica, termelétrica (gás natural, carvão, nuclear e biomassa) e eólica.

Quanto a mudanças climáticas, o Brasil está bem posicionado no “grid de largada” para uma sociedade de baixo carbono, pois 45% de sua matriz energética provem de fontes que não emitem CO₂ (renováveis e energia nuclear), contra menos de 20% na média mundial. Adicionalmente, o país dispõe hoje de diversas opções de geração de energia limpa e competitiva para sua expansão, em particular a hidroeletricidade, a cogeração a biomassa (principalmente de cana de açúcar) e a energia eólica. A energia nuclear se apresenta também como uma fonte de emissões zero, com os atributos favoráveis da existência de reservas de urânio e do domínio da tecnologia de enriquecimento, a par com o aperfeiçoamento dos sistemas de segurança das usinas. No médio prazo, é possível que a energia solar seja adicionada ao portfólio de fontes de geração competitivas. Na área de transportes, destacam-se o etanol e, no futuro, o biodiesel derivado do açúcar.^{1,2}

O desafio para o País é transformar esse potencial em fator de crescimento sustentável da economia e de benefício para a sociedade.

¹ BOURZAC, Katherine. Biofuel Plant Opens in Brazil: Amyris's large-scale demonstration plant will make diesel from sugarcane. MIT Technological Review, 9 jul. 2009.

² BULLIS, Kevin. Genes to Make Hydrocarbon Fuels: The startup LS9 reveals a discovery that could lead to biofuels that would work in conventional engines. MIT Technological Review, 30 jul. 2010.

O primeiro tema a equacionar em uma agenda energética para o País é o crescimento acelerado do preço da energia elétrica. Como mostra a figura a seguir, a tarifa de eletricidade brasileira passou a ser uma das mais caras do mundo. ³

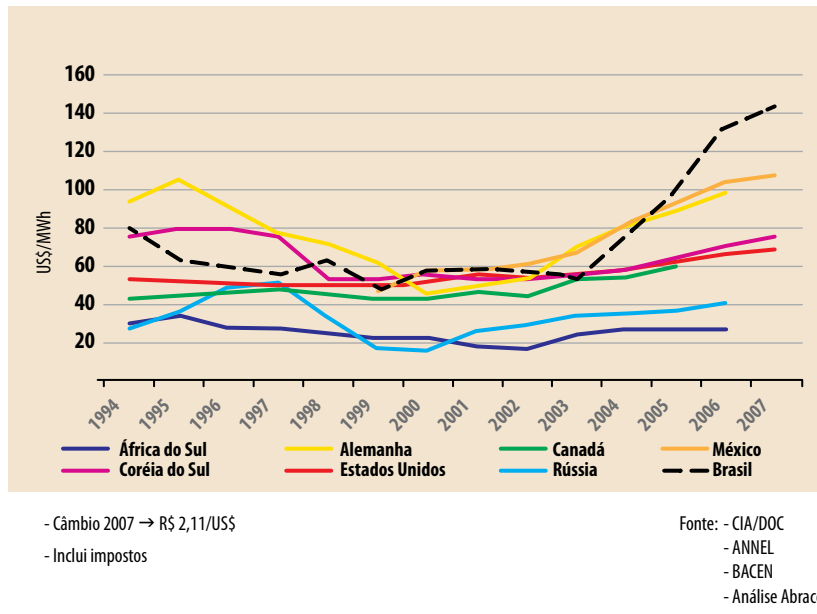


Gráfico1: Evolução das tarifas internacionais de eletricidade

A preocupação com o efeito dos custos da energia na competitividade industrial do País se acentua diante da perspectiva, mostrada neste trabalho, de um aumento real de 30% nestes custos até 2015.

Dado o conjunto de vantagens do Brasil na área energética mundial, seria frustrante ver a energia transformar-se de fator indutor para inibidor do crescimento. Isto significa que é necessário analisar com muito cuidado os benefícios e custos das alternativas propostas para a “descarbonização” do País. Sugere-se uma estratégia baseada em três eixos.

³ Mesmo eliminando o efeito da valorização do Real frente ao Dólar, que contribuiu para intensificar este aumento, esta reversão nos custos de energia do País frente aos valores internacionais permaneceria.

1.1 OS TRÊS EIXOS DE TRANSIÇÃO PARA A ERA DE BAIXO CARBONO

Primeiro eixo: priorizar políticas públicas “sem arrependimento”

Políticas “sem arrependimento” são as que seriam recomendáveis independentemente da preocupação com a mudança climática. Alguns exemplos destas políticas são:

- Trazer para a discussão da sociedade a questão das restrições ambientais ao aproveitamento da geração hidrelétrica no País e, em particular, o impacto econômico resultante da proibição, na prática, de construção de reservatórios para as novas usinas. (ver maiores detalhes na análise do segundo eixo).
- Redução do desmatamento.
- Incentivo à cogeração a gás natural e outros esquemas de eficiência energética.
- Uso do etanol e do biodiesel derivado do açúcar.
- Desenvolvimento da alcoolquímica.
- Criar uma “tarifa verde” opcional para consumidores que estejam interessados em uma garantia de suprimento de energia por fontes “limpas”. Esta tarifa seria certificada por instituições externas.

Segundo eixo: maior conhecimento sobre mudança climática e fontes emissoras

Como mostrado no capítulo 2, as perspectivas de implantação de medidas mitigatórias por parte dos maiores emissores são desalentadoras. Portanto, passa a ser importante dar atenção a políticas de adaptação para o País no caso de um aumento da temperatura.

Efeito da mudança climática nas vazões dos rios

No caso do setor elétrico brasileiro, uma das principais preocupações é o impacto da mudança climática nas vazões afluentes às usinas hidrelétricas. Um estudo recente sobre este tema ⁴, patrocinado pelo governo britânico, e que envolveu várias instituições como a

⁴ ECONOMIA DO CLIMA. Estudo Econômico sobre as Mudanças Climáticas no Brasil. Disponível em: <www.economiadoclima.org.br>. Acesso em: fev. 2011.

Fundação Brasileira para o Desenvolvimento Sustentável (FBDS), INPE e Coppe/UFRJ, indica na seção referente à hidroeletricidade que pode haver reduções de 20% nas vazões de várias bacias, em particular na região Nordeste, já no período 2011-2040.

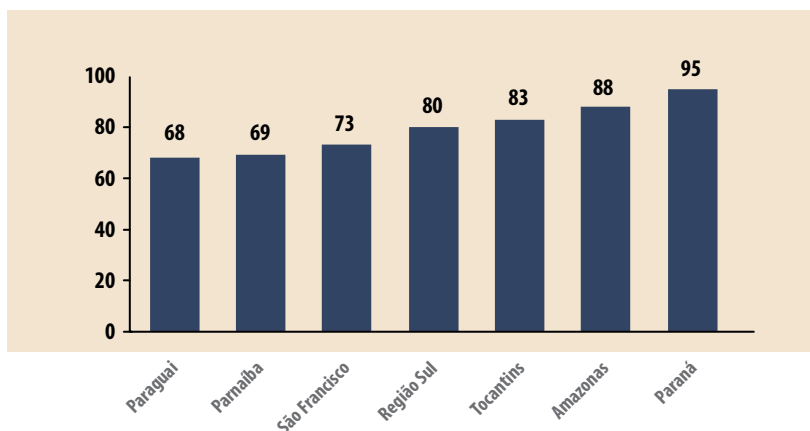


Gráfico 2 – Efeito da mudança climática na afluência média (período 2011-2040) ⁵

Valores de vazão média futura em % da vazão média histórica

Dada a importância da geração hidrelétrica no Brasil, estes resultados, mesmo que preliminares, são preocupantes. Esta preocupação aumenta diante da constatação de que, além do impacto na vazão média, é possível que haja mudanças significativas na variabilidade das afluências, isto é, períodos de seca e cheia mais acentuados.

A única maneira de gerenciar esta maior variabilidade das afluências seria aumentar a capacidade de armazenamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas. No entanto, como mostrado no capítulo 4, a capacidade de armazenamento do sistema brasileiro está se reduzindo de maneira acentuada. A razão para esta redução é que, devido a restrições no licenciamento ambiental, novas usinas hidrelétricas de grande porte, tais como Belo Monte, Santo Antônio e Jirau, estão sendo construídas sem qualquer capacidade de armazenamento (usinas a “fio d’água”).

⁵ SALATI, E.; SCHINDLER, W.; VICTORIA, D. C.; SALATI, E.; SOUZA, J. C. S.; VILLA NOVA, N. A. Estimativas da oferta de recursos hídricos no Brasil em cenários futuros de clima: 2015-2100. Rio de Janeiro: FBDS - Fundação Brasileira para o Desenvolvimento Sustentável, 2008. Elaborado por uma equipe da FBDS coordenada pelo Prof. Enéas Salati, a partir de dados do INPE.

Recomenda-se que seja dado todo o apoio institucional e financeiro a estudos mais detalhados sobre os impactos climáticos nas vazões e na produção hidrelétrica⁶, e que sejam realizados estudos de benefício / custo sobre o uso de reservatórios no sistema hidrelétrico.

Maior conhecimento sobre fontes emissoras

É fundamental que as políticas públicas de redução de emissões estejam baseadas em informação o mais realista possível sobre cada fonte. Será visto que, no caso do Brasil, há sutilezas importantes no cálculo destas emissões.

Por exemplo, há uma percepção por parte de grupos ambientalistas e do público em geral de que as térmicas a carvão e a óleo são inaceitavelmente “sujas”. No entanto, mostra-se no capítulo 4 que esta conclusão aparentemente óbvia não é correta: o total de CO₂ emitido pelas usinas termelétricas no País é muito inferior ao de usinas termelétricas equivalentes (mesmo combustível e capacidade⁷) nos Estados Unidos, Europa e China. A razão é as usinas termelétricas brasileiras somente são acionadas uma fração do tempo, em situações de menor disponibilidade de geração hidrelétrica.

No outro extremo, alguns especialistas alegam que a energia hidrelétrica, que é uma fonte de geração amplamente considerada “limpa”, na verdade emitiria tanto quanto uma termelétrica a gás natural⁸. Recentemente, o MME, com o apoio do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel) e outras instituições, iniciou um programa de medições e pesquisas sobre este tema.

⁶ LUCENA, A. Proposta metodológica para avaliação da vulnerabilidade às mudanças climáticas globais no setor hidroelétrico. Tese (Pós Graduação)– Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia (Coppe); Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFJ). Rio de Janeiro, 2010.

⁷ Mais precisamente, para uma mesma capacidade de geração “firme” (garantia física).

⁸ A razão seria a emissão de metano – cujo impacto como gás de efeito estufa é vinte vezes maior do que o CO₂ – localizado no fundo do reservatório, causado por variações de pressão resultantes do fluxo da água que vai passar pelas turbinas. (Ver, por exemplo, Methane quashes green credentials of hydropower, Nature 444, pp 524-525.) Este tema vem despertando fortes controvérsias, em parte porque os resultados dependem da região (trópicos versus boreal) e também porque as medidas de metano foram feitas em usinas diferentes e em condições diferentes. O nível de “ruído” levou os editores da revista científica Climate Change, em Novembro de 2006, a exortar os autores de artigos mutuamente contraditórios (Philip Fearnside, do Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia (INPA) e Luiz Pinguelli Rosa, da COPPE/UFRJ) a buscar uma maneira de medir e comparar os resultados.

Assim como no caso do inventário de emissões, é importante que esta pesquisa tenha recursos humanos e financeiros para ser realizada, pois seu resultado pode ter um efeito significativo na trajetória mais eficaz para a redução de emissões.

Outra medida importante no eixo de aumento do conhecimento é incrementar os recursos técnicos, humanos e financeiros do MCT para que os inventários de emissões de gases de efeito estufa sejam realizados da maneira mais precisa e rápida possível. O último inventário disponível no Brasil, publicado em 2004, se refere às emissões de dezesseis anos atrás, 1994.⁹ Dada a taxa de transformação acelerada da economia, o uso de um “espelho retrovisor” para a tomada de decisões estratégicas para o País é arriscado.

Terceiro eixo: eficiência na transição para a sociedade de baixo carbono

O terceiro eixo seria realizar esta transição da maneira mais eficiente possível, isto é, explicitando o custo de políticas de redução de emissões, em termos de R\$/tCO₂ evitadas, e buscando a melhor relação entre os custos da energia (tanto para os consumidores em geral como para a indústria, em particular) e o montante de redução de emissões. Caso contrário, corre-se o risco de implantar políticas que aparentemente são desejáveis, mas que podem aumentar desnecessariamente o custo da energia, piorando a competitividade do País.

As medidas específicas sugeridas para este terceiro eixo são:

- Estimular a criação de projetos de demonstração de eficiência energética na indústria, em particular a cogeração. As análises realizadas mostram que, embora estes projetos tenham uma alta relação benefício/custo, há uma resistência natural por parte das indústrias em implanta-los, pois o prejuízo na atividade fim em caso de falha seria muito elevado.
- Aperfeiçoar a regulamentação setorial para que uma distribuidora de eletricidade não seja prejudicada se um cliente, por exemplo, um hotel, investir em cogeração ou outro esquema de eficiência energética e com isto reduzir seu consumo de energia elétrica.
- Aperfeiçoar os leilões de contratação de energia nos seguintes aspectos: (i) revisão do procedimento de cálculo das garantias físicas de usinas a biomassa e eólica, que

⁹ No início de julho de 2010, o coordenador geral de Mudanças Climáticas do Ministério de Ciência e Tecnologia (MCT), informou que o próximo inventário deve cobrir o período 1995 a 2005 e será apresentado na COP 16, no início de dezembro.

¹⁰ Ver capítulo 4 para maiores detalhes.

atualmente subestima o benefício de um padrão de geração complementar ao das usinas hidrelétricas ¹⁰ ; (ii) revisar o procedimento de cálculo das tarifas de transmissão para torná-las mais aderentes ao efetivo uso que cada tecnologia faz do sistema de transmissão; (iii) se for implementada uma política de estímulo à fontes não emissoras, deve ser explicitado o tradeoff entre custo para o consumidor e nível de emissão, ao invés de excluir a priori algumas fontes ou criar leilões exclusivos.

- Estimular a criação de centros de excelência em universidades que atuariam como certificadores de registros de vazões, no caso das pequenas centrais hidrelétricas; de ventos, no caso das eólicas; e de análises ambientais, no caso de licenciamento destes geradores. O objetivo destas instituições não é substituir as agências oficiais, como a Agência Nacional da Água (ANA) ou o Ibama, mas trabalhar em parceria com as mesmas, liberando os técnicos destas agências para tarefas de nível mais gerencial. Outra vantagem deste esquema seria permitir a formação de pessoal de alto nível e incrementar as atividades de pesquisa nas universidades, que é um elemento essencial para o desenvolvimento do País.
- Fortalecer as Audiências Públicas como foro de discussão de propostas de mudanças em critérios de operação e de planejamento. Em particular, toda proposta deveria incluir uma análise de benefício custo, o que permitiria contribuições mais bem informadas por parte dos agentes. ¹¹

1.2 ORGANIZAÇÃO DO RELATÓRIO

No capítulo 2 é feita uma análise da situação mundial no que se refere à segurança de suprimento e mudanças climáticas, e possíveis impactos para o Brasil. Os capítulos seguintes detalham as perspectivas de evolução dos preços de energia tanto a médio prazo (até 2015) como a longo prazo.

¹¹ A falta deste tipo de análise limitou, por exemplo, o entendimento dos efeitos de procedimentos operativos propostos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), tais como o Nível Meta, e que tem levado a despesas suplementares com o acionamento de termelétricas da ordem de centenas de milhões de Reais.

2 SITUAÇÃO MUNDIAL

Os principais temas energéticos a nível mundial são a segurança de suprimento de energia e a mudança climática. Há uma inter-relação bem conhecida entre segurança de suprimento e mudança climática, pois muitas das soluções propostas para aliviar a dependência do petróleo importado na área de transporte podem ser implantadas utilizando biocombustíveis (etanol e biodiesel) e, no caso de veículos elétricos, fontes de geração de eletricidade não emissoras de CO₂. Será visto neste trabalho que há uma relação mais recente na direção oposta: o uso de geração termelétrica a gás natural por razões ambientais. O objetivo é “deslocar” a geração a carvão, cujo nível de emissões de CO₂ por MWh produzido é o dobro do gás natural. Este uso do gás natural como “ponte” para uma sociedade de baixo carbono vem sendo proposto devido ao gás de xisto (shale gas), que aumentou substancialmente as reservas de gás natural dos Estados Unidos e (potencialmente) de outros países como a China. Neste capítulo apresentaremos uma visão resumida da situação mundial em ambos os temas e seus possíveis impactos no Brasil.

2.1 SEGURANÇA DE SUPRIMENTO

Dado que segurança de suprimento e petróleo são quase sinônimos, analisaremos inicialmente as perspectivas de demanda, oferta e preço deste combustível.

Petróleo: perspectivas de curto prazo

Apesar da crise mundial, a expectativa é de um crescimento vigoroso da demanda por petróleo, da ordem de 7% ao ano, liderada principalmente pelos países emergentes da Ásia. Um dos principais fatores para este crescimento é o aumento de automóveis particulares, que passaram a ser a nova meta de consumo de dezenas de milhões de pessoas beneficiadas pelo crescimento econômico naquela região.¹²

No entanto, não se observa um aumento na oferta de petróleo que compense este aumento de consumo na Ásia. Como consequência, por volta de 2015 todo o excesso de oferta do Oriente Médio terá sido absorvido pelo crescimento asiático.

¹² Por exemplo, a empresa indiana Tata desenvolveu o carro Nano, de apenas 3 mil dólares. Embora o Nano tivesse sido originalmente concebido para o mercado indiano, já está sendo exportado para os países vizinhos.

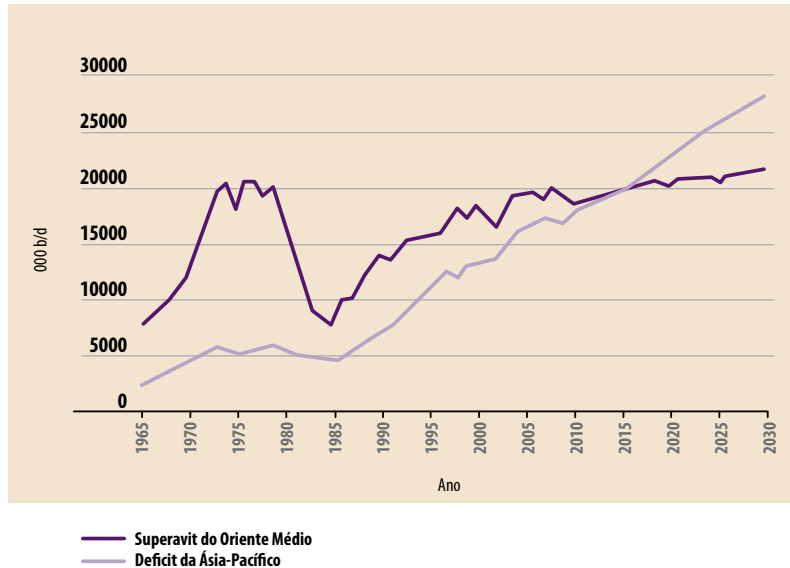


Gráfico 3: Demanda de petróleo na Ásia x oferta no Oriente Médio ¹³

Dado que o período entre o primeiro investimento em um projeto petrolífero de porte e o início da produção varia de 10 a 15 anos, este “aperto” de 2015 só poderia ser evitado por projetos em andamento. No entanto, cerca de 20 projetos de grande escala foram cancelados desde o final de 2008, como consequência da crise financeira mundial e da redução dos preços do petróleo. Além disto, as perspectivas de aumento da produção de países como o Irã ou a Venezuela são limitadas por restrições de capital externo e fatores geopolíticos. A única possibilidade restante seria um aumento expressivo da produção do Iraque, que anunciou uma meta de 12 milhões de barris por dia (bpd) para 2016, o que o tornaria o maior produtor mundial. Contudo, dado que os problemas ocorridos desde a recente eleição presidencial no país podem se agravar com a saída das tropas americanas, programada para 2011, há incerteza quanto à realização destas metas.

A explosão em maio de 2010 da plataforma Deepwater Horizon, no Golfo do México, contribuiu para deteriorar as perspectivas de aumento da produção até 2015. Embora a produção interrompida fosse irrelevante frente à necessidade de nova oferta de petróleo, os gastos expressivos com a interrupção do vazamento (finalizada em agosto) e compensações aos atingidos¹⁴ levaram a uma maior rigidez nas regras de perfuração off-shore e a um aumento dos prêmios de seguro para este tipo de operação.

¹³ FROGGATT, Antony; LAHN, Glada. Sustainable Energy Security: strategic risks and opportunities for business. Lloyds 360o Risk Insight, maio 2010.

¹⁴ De acordo com o Financial Times de 4/8/2010, a BP reservou cerca de 30 bilhões de dólares para fazer frente a estes gastos, mas estima que podem ser maiores, pois somente as multas poderiam atingir 20 bilhões de dólares.

Como consequência dos fatos acima, a perspectiva é de aumento no preço do petróleo nos próximos anos. Como mostra a figura a seguir¹⁵, a maioria das previsões de agências e bancos indica valores superiores a 100 US\$/barril (a preços de 2010) por volta de 2015.

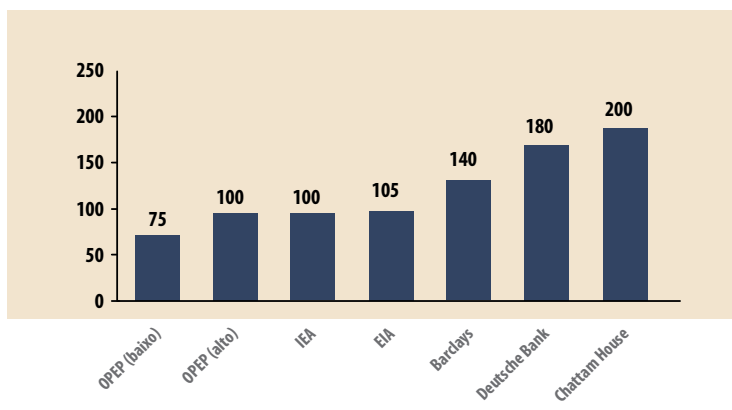


Gráfico 4: Cenários para o preço do petróleo em 2015 (US\$/barril)

Obs: IEA - International Energy Agency; EIA - Energy Information Administration.

Petróleo: perspectivas de longo prazo

Um tema central na análise de perspectivas de longo prazo é o chamado *peak oil*, que é o ano a partir do qual a produção de petróleo convencional começaria a declinar. A estimativa deste “pico” é extremamente complexa devido às incertezas quanto à disponibilidade e preço de novas tecnologias de extração, políticas de preço dos países e evolução da demanda.¹⁶ Recentemente, a IEA, que apesar de reduzir a cada ano suas projeções de produção para 2030, vinha mantendo uma posição entre otimista e neutra sobre o tema, declarou que “a produção de petróleo chegará a seu pico em 2020 se a demanda continuar crescendo como sempre”.¹⁷ Esta conclusão da IEA foi corroborada por outro estudo bastante abrangente sobre o *peak oil* realizado pela UK Energy Research.¹⁸

¹⁵ Fonte: Chatam House, ver Nota de rodapé 11.

¹⁶ FROGGATT, Antony; LAHN, Glada. Sustainable Energy Security: strategic risks and opportunities for business. Lloyds 360o Risk Insight, maio 2010.

¹⁷ Faith Birol, economista chefe da EIA, março de 2010. Esta mudança de posição resulta de uma análise detalhada do histórico de produção de 800 poços em 2008, que levou a uma previsão de declínio de quase 9% da produção dos poços maduros por volta de 2030. Mesmo que o consumo de petróleo mundial não aumentasse, este declínio teria que ser compensado pela entrada em operação de novos poços com capacidade de produção total de 40 milhões de bpd, o que equivale a quatro Arábias Sauditas.

¹⁸ SORRELL, S. SPEIRS, BENTLEY, J. R.; BRANDT, A.; MILLER, R. Global Oil Depletion: An assessment of the evidence for a near-term peak in global oil production. Londres: Energy Research Centre, ago. 2009.

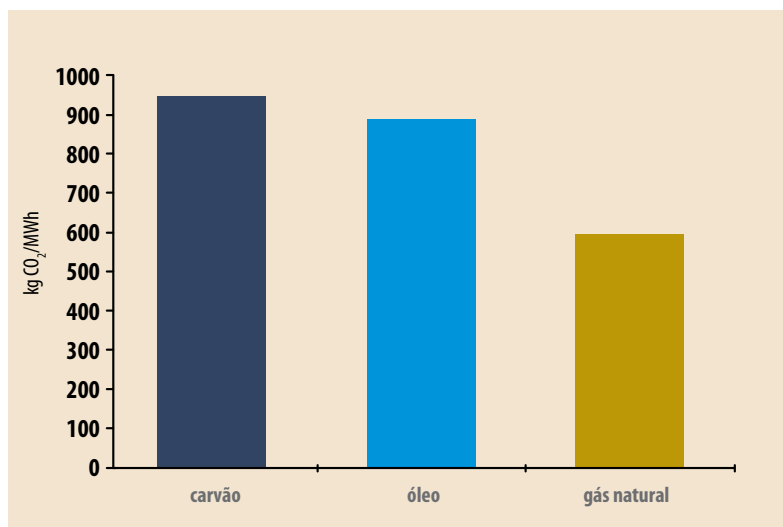
Estas restrições na produção convencional de petróleo levaram ao aumento da exploração do chamado petróleo não convencional, tal como o óleo pesado da Venezuela e as tar sands (betume) do Canadá. A principal característica destes óleos não convencionais é a alta viscosidade, o que obriga que o líquido seja diluído antes de ser extraído. Como consequência, o balanço energético (energia utilizada para extrair, processar e transportar o combustível comparado com o conteúdo energético do produto final) piora e os custos ambientais aumentam. Por exemplo, o dispêndio de energia (em geral na forma de gás) para extrair óleo das tar sands é três vezes maior do que para o óleo convencional e resulta em um aumento de 20% nas emissões de CO₂. Adicionalmente, a extração de cada barril de petróleo requer o uso de três barris de água, que por ficarem contaminados não podem ser devolvidos aos rios.

Embora com muito mais incerteza do que na análise de curto prazo, os fatores acima sugerem que o preço do petróleo tenderá a se manter elevado também no longo prazo.

Impacto para o Brasil: as restrições de suprimento e as perspectivas de aumento do preço do petróleo tornam o Pré-Sal brasileiro ainda mais atraente sob o ponto de vista de segurança energética do País. Também melhora a perspectiva para os biocombustíveis nacionais. No entanto, dado que o preço do petróleo no Brasil segue a tendência internacional (com algumas “suavizações”), isto significa que poderá haver um impacto negativo nos custos industriais.

Gás natural: reservas

O gás natural aumentou significativamente sua participação na matriz energética de muitos países nos últimos vinte anos. Por exemplo, o governo chinês projeta triplicar seu consumo atual para 300 bilhões de metros cúbicos por ano em 2020. Uma das razões é ambiental, pois como mostra o gráfico a seguir, o gás emite menos do que o carvão para a geração de energia elétrica e do que o óleo combustível para o calor industrial.

Gráfico 5: Emissões de CO₂ do carvão, óleo e gás natural

Mais recentemente, o gás natural veicular (GNV) está sendo visto pelos Estados Unidos como uma opção para reduzir sua dependência do petróleo no setor de transporte. O Congresso Americano está atualmente elaborando legislação que promove a substituição do diesel por GNV em caminhões, com o objetivo de reduzir importações de petróleo e, simultaneamente, reduzir em 25% as emissões destes veículos.¹⁹

Diferentemente do petróleo, não se visualiza uma escassez do gás natural. De acordo com a IEA, as reservas de gás natural são suficientes para atender a demanda mundial por calor industrial, eletricidade e petroquímica até pelo menos 2030. Mesmo que a partir daí seja necessário compensar a queda de produção dos campos existentes adicionando o equivalente a duas Rússias (maior produtor mundial, com 25 trilhões de pés cúbicos - Tcf - por ano, cerca de 1/4 do consumo mundial de 108 Tcf em 2009), vários países têm grandes reservas de gás que poderiam ser desenvolvidas. De acordo com um estudo recente do MIT²⁰, a média das estimativas de reserva de gás é 16.200 Tcf, 150 vezes maiores do que o consumo global de 2009.

¹⁹ A redução de emissões devido ao GNV foi questionada em um estudo recente do MIT sobre transporte e mudança climática: SCHÄFER, A.; HEYWOOD, J.B.; JACOBY, H. D.; WAITZ, I. A. *Transportation in a Climate: Constrained World*. Cambridge: MIT Press, 2009. O estudo mostrou que, para uma mesma quantidade de energia (1 megajoule), a emissão do gás natural (12,5 gramas de CO₂) seria maior do que a do diesel (10,7), embora inferior à da gasolina (14,4). O estudo também argumenta que seria mais eficiente, e rápido, reduzir as emissões através do aperfeiçoamento dos motores a gasolina e diesel.

²⁰ MIT ENERGY INITIATIVE, *The Future of Natural Gas. Interim Report*, jun. 2010.

Além da abundância de reservas, o estudo do MIT indica que o custo de extração de cerca de metade deste gás (9.000 Tcf) seria relativamente baixo, inferior a 4 US\$/MMBTU.

No que se refere à distribuição geográfica das reservas de gás, o gráfico a seguir mostra que cerca de 70% das mesmas estão concentradas na Rússia, Oriente Médio (Qatar e Irã) e América do Norte.

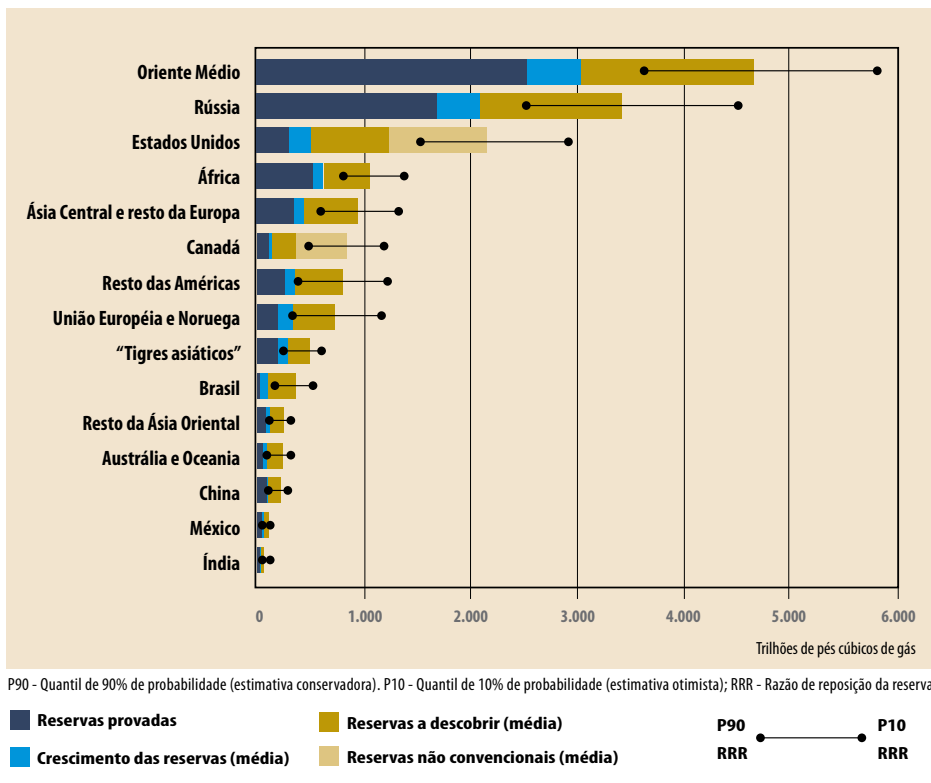


Gráfico 6: Reservas recuperáveis de gás natural por região (fonte: MIT, SORRELL, S. SPEIRS, BENTLEY, J. R.; BRANDT, A.; MILLER, R. Global Oil Depletion: An assessment of the evidence for a near-term peak in global oil production. Londres: Energy Research Centre, ago. 2009)

Esta concentração faz com que a segurança de suprimento do gás seja afetada por fatores geopolíticos semelhantes aos do petróleo. Além da tensão com o Irã sobre seu programa nuclear, outros exemplos recentes destes fatores geopolíticos incluem as interrupções do suprimento da Rússia para a Europa e Ucrânia, no inverno de 2008, e a ameaça de interrupção de suprimento para a Bielorrússia, em junho de 2010.

2.2 GÁS NATURAL LIQUEFEITO (GNL)

Até alguns anos atrás, o gás natural liquefeito (GNL) era visto como a única alternativa de aumento da segurança de suprimento, através da diversificação de fornecedores. Isto levou a investimentos bilionários dos países produtores, em particular o Qatar e a Austrália, em estações de liquefação e infraestrutura de transporte de GNL; e das regiões consumidoras na construção de estações de regaseificação.

Como mostra a figura a seguir, a perspectiva era de que os principais mercados de gás natural – Estados Unidos, Europa e Ásia – fossem abastecidos por GNL do Oriente Médio, África (Argélia e Nigéria) e Caribe (Trinidad-Tobago), em complemento ao abastecimento por gasodutos.

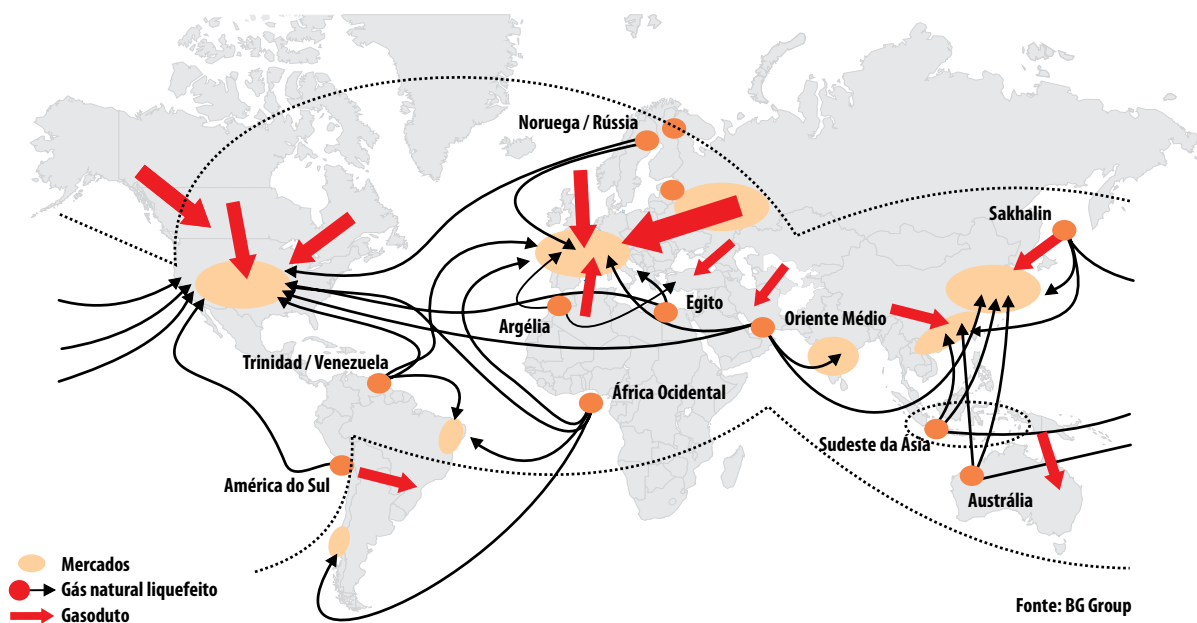


Figura 1: Perspectivas para o suprimento internacional de gás natural (GNL e gasodutos)

A situação do gás nos últimos dois anos sofreu uma reviravolta com o surgimento de uma fonte não convencional de gás extraído do xisto (shale gas). Será visto a seguir que esta nova fonte pode afetar significativamente tanto a segurança energética como as políticas de combate a mudanças climáticas em nível mundial.

O gás de xisto

O potencial do gás de xisto é conhecido há várias décadas. Mesmo no Brasil, onde há reservas importantes de xisto no Paraná e outras regiões, houve um grande esforço para extração de óleo desta rocha na década de setenta, em função do impacto dos “choques do petróleo” da OPEP em 1973 e 1979. No entanto, esta extração se mostrou economicamente inviável, pois a tecnologia na época requeria a remoção de toneladas de rochas para extrair uma pequena quantidade de óleo.

Há cerca de uma década, a empresa Mitchell Energy, que trabalhava no Barnett Shale, uma estrutura geológica subterrânea no Texas, aperfeiçoou uma nova tecnologia de extração, conhecida como fracionamento hidráulico (hydraulic fracturing, ou “fracking”). Como mostra a figura a seguir, o fracionamento hidráulico se baseia em uma perfuração vertical, seguida de uma perfuração horizontal (horizontal drilling) por alguns quilômetros, seguida da explosão de um conjunto de produtos químicos e outros materiais dentro destes poços para esmagar a rocha interna em milhares de pedaços, criando fendas, ou fraturas (daí a origem do nome) que permitem o gás fluir para o poço vertical e ser extraído (utiliza-se areia para impedir que o gás escape sem controle).

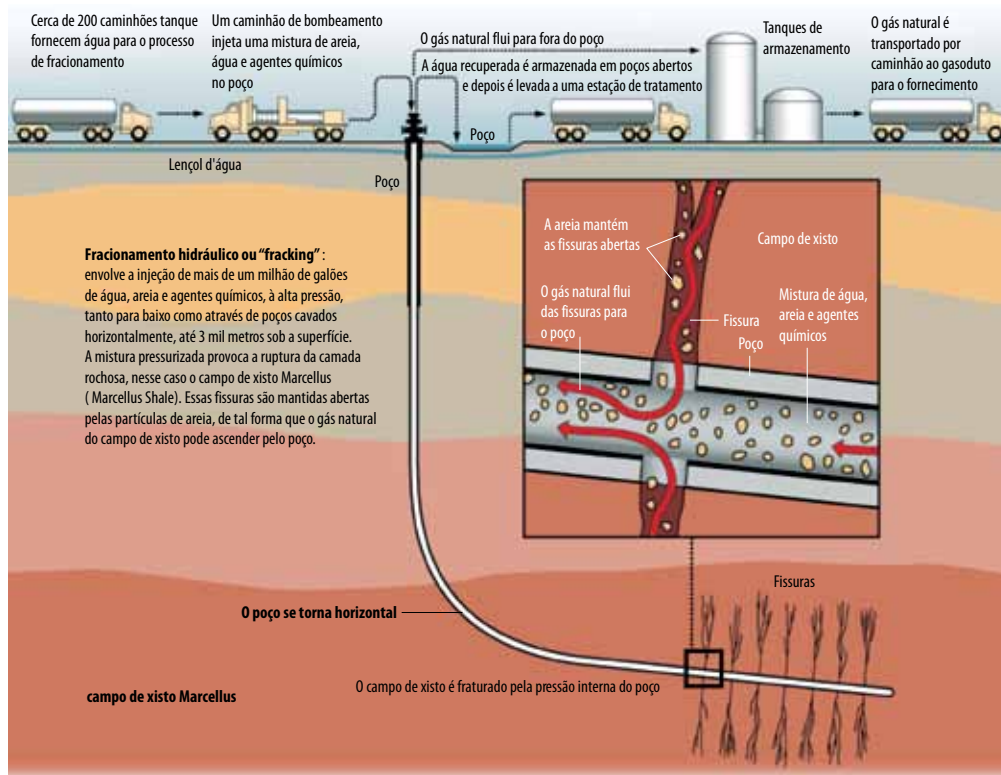


Figura 2.: Tecnologia de fracionamento hidráulico para extração de gás de xisto

O custo de extração do gás de xisto está estimado em cerca de 6 US\$/MMBTU, abaixo dos preços praticados antes da crise mundial. Como consequência, a produção de gás nos Estados Unidos aumentou exponencialmente a partir de 2007, equiparando-se à Rússia como maior produtor mundial.

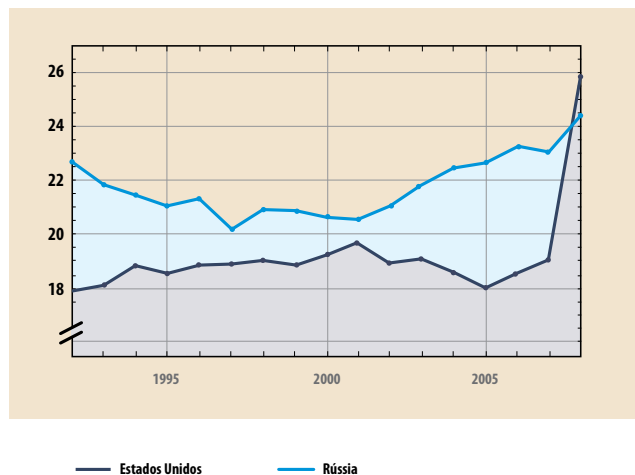


Gráfico 7: Produção de gás natural na Rússia e Estados Unidos, 1992-2008 (Tcf)

Um efeito imediato desta mudança nas perspectivas de suprimento de gás dos Estados Unidos é que os terminais de regaseificação de GNL, que haviam sido construídos nos últimos anos para importar o combustível, agora estão ociosos. Inclusive, já há investimentos para criar polos exportadores de gás a partir do país, o que era impensável há dois anos.²¹

O segundo efeito potencial do gás de xisto é geopolítico. A razão é que, diferentemente do gás convencional, que como visto está concentrado em poucos países produtores, há formações de xisto no mundo inteiro. Em particular, a China parece ter reservas expressivas de xisto, e já assinou um acordo com os Estados Unidos para exploração conjunta das mesmas.²²

A Europa está em uma situação semelhante. Há perspectivas de reservas exploráveis de xisto no País de Gales, no noroeste da Inglaterra e nos países da Europa Oriental, em particular a Polônia. Mesmo que o gás de xisto europeu resulte menos promissor do que o esperado, a redução da importação dos Estados Unidos e da China permitirá o redirecionamento dos suprimentos do Oriente Médio e da África para a Europa, via GNL, reduzindo a dependência europeia do suprimento russo.

O potencial do gás de xisto tem levado empresas de petróleo e gás a se posicionar neste novo mercado. Por exemplo, em dezembro de 2009 a Exxon Mobil adquiriu por 31 bilhões de dólares a XTO Energy, uma empresa com 32 mil quilômetros quadrados de terrenos com formações de xisto.

Naturalmente, ainda é cedo para saber se este quadro positivo vai se confirmar. Um possível obstáculo é a autorização ambiental para o desenvolvimento de novos campos, pois a agência de proteção ambiental americana (Environmental Protection Agency - EPA) está preocupada com a possibilidade de que os produtos químicos utilizados para o fracionamento hidráulico contaminem os aquíferos que abastecem áreas metropolitanas.²³

²¹ O primeiro deverá ser o de Kitimat, acima de Vancouver, no Canadá, voltado para exportação de GNL para o Japão, e previsto para entrar em operação em 2014.

²² Um estudo da consultora Wood Mackenzie indica que o desenvolvimento das fontes locais de gás de xisto e convencional permitirá à China reduzir em 50% sua importação de GNL a partir de 2020, além de não requerer nenhuma importação adicional por gasoduto. Fonte: Financial Times, 25 de julho de 2010.

²³ O documentário televisivo Gasland, que mostra casos em o que o vazamento do gás extraído para o aquífero produziu incêndios quando as torneiras de casas foram abertas, teve grande destaque na mídia norte-americana, embora contestado pelas empresas de gás de xisto.

Perspectivas de curto e longo prazo para o gás natural

Dado que vários países produtores de gás fizeram investimentos maciços em estações de liquefação e infraestrutura de transporte de GNL, visando principalmente exportar para os Estados Unidos, a perspectiva de curto prazo é um excesso de GNL no mercado e, consequentemente, uma redução de seu preço ²⁴. Esta perspectiva de preço para o gás é oposta à do petróleo que, como visto, deve ter um aumento de preço devido às restrições na oferta.

Se de fato o gás de xisto se mostrar viável em vários países, esta tendência de desacoplamento entre os preços do petróleo e gás pode persistir no longo prazo. A razão é que a diversidade geográfica e o acesso a recursos locais faz com que o mercado mundial de gás passe a ser mais parecido com o mercado de carvão do que com o de petróleo. ²⁵

Impacto para o Brasil: devido à distância de quase 300 km dos campos do Pré-Sal ao litoral brasileiro, e à profundidade do mar nesta região, não parece ser viável um sistema direto de escoamento do gás extraído. Por esta razão, está sendo analisada a viabilidade de liquefazer o gás na própria plataforma. Mesmo que esta liquefação se mostre tecnicamente possível, é provável que isto encareça o gás extraído. Se confirmada a perspectiva de preços mais baixos e relativa abundância de gás a nível mundial, isto estreitaria a faixa de rentabilidade para o gás do Pré-Sal.

²⁴ Devido a esta perspectiva de excesso de oferta, países importadores estão renegociando seus contratos ou aumentando suas compras no mercado de curto prazo. Um exemplo desta tendência é a China, que em janeiro de 2010 deixou expirar sua opção de contrato de GNL com a Austrália. O acordo original havia sido negociado em 2007, quando os preços estavam muito elevados.

²⁵ Este desacoplamento nunca será completo devido à possibilidade de substituição de petróleo por gás. Por exemplo, uma defasagem muito grande entre os preços destes combustíveis poderia levar os Estados Unidos e UE a incentivar o transporte com GNV, o que aumentaria o preço do gás e reduziria o do petróleo.

2.3 MUDANÇA CLIMÁTICA

Neste último ano, a situação da mudança climática mundial passou por uma reviravolta tão ou mais profunda do que a do gás, só que na direção oposta. Em fins de 2009, parecia claro que a mensagem sobre a urgência de medidas para a redução das emissões de CO₂ havia sido ouvida: mais de uma centena de chefes de estado compareceu à COP15, em Copenhague, com a expectativa de que seria assinado um acordo histórico.

No entanto, em meados de 2010, a nova diretora da Secretaria Executiva das Nações Unidas para Mudanças Climáticas ²⁶ declarou: “não acredito que algum dia haverá um acordo definitivo sobre mudança climática, e certamente não durante minha vida”; as pesquisas de opinião mostram uma queda acentuada no número de pessoas nos Estados Unidos e Inglaterra que acreditam que a ação humana tenha algum impacto no aquecimento global; a coordenação do IPCC ²⁷ foi investigada por uma comissão de especialistas independentes, em função de informações equivocadas sobre o desaparecimento das geleiras do Himalaia; e, em junho de 2010, o governo americano desistiu de votar a proposta de nova legislação sobre mudanças climáticas que havia sido anunciada na COP15.

As razões para esta reviravolta são complexas. Por exemplo, alguns especialistas afirmam que foi o resultado de campanhas financiadas por grupos econômicos e que visavam criar dúvidas através da apresentação de informações distorcidas ²⁸. Já outros argumentam que muitos cientistas, pessoalmente alarmados com o risco das mudanças climáticas, procuraram “pautar” os tomadores de decisão através da divulgação de cenários catastróficos, sem destacar as incertezas associadas aos mesmos, e com isto perderam credibilidade. ²⁹

A combinação da confusão na opinião pública com as sérias dificuldades econômicas na maior parte dos países desenvolvidos faz com que a perspectiva mais provável para os próximos anos seja a de inação dos governos no que se refere a medidas substantivas para redução de emissões. Em particular, não há indicações de que Estados Unidos, China e Índia, que estão entre os maiores emissores, estejam dispostos a avançar além de medidas simbólicas. A própria União Europeia, embora mantendo o compromisso anterior conhecido como 20/20/20, rejeitou recentemente propostas para reforçar estas metas.

²⁶ Christiana Figueres, que substituiu Yvo de Boer, coordenador do COP15.

²⁷ Intergovernmental Panel for Climate Change, organismo da ONU responsável pelos relatórios científicos sobre mudanças climáticas.

²⁸ ORESKES, N.; CONWAY, E. M. Merchants of Doubt: How a Handful of Scientists Obscured the Truth on Issues from Tobacco Smoke to Global Warming. London: Bloombury Press, 2010.

²⁹ NORDHAUS, Ted; SHELLENBERGER, Michael. Freeing Energy Policy from the Climate Change Debate. Yale e360, mar. 2010.

Esta perspectiva de inação é preocupante devido ao acúmulo de evidências científicas sobre a gravidade potencial do problema. Uma contribuição recente é o estudo da NOAA³⁰ de julho de 2010. Além de confirmar que esta década foi a mais quente já registrada, o estudo mostra que diversos indicadores climáticos, mostrados na figura a seguir, confirmam de maneira coerente o aquecimento global³¹.



Figura 3: Indicadores climáticos globais da NOAA

Na busca de uma solução para este impasse, surgiram propostas de reformular a discussão pública sobre mudanças climáticas de maneira a se ter a redução das emissões como consequência de políticas energéticas e industriais (por exemplo, a criação de empregos resultante do desenvolvimento de tecnologias “verdes”) e não como foco principal³². Naturalmente, ainda é cedo para dizer se esta reformulação será eficaz.

³⁰ NATIONAL OCEANIC AND ATMOSPHERIC ADMINISTRATION (NOAA). State of the Climate. [S.l.], 2009.

³¹ De acordo com a NOAA, cerca de 300 cientistas de 160 grupos de pesquisa em 48 países contribuíram para esta análise.

³² Ver, por exemplo, LONDON SCHOOL OF ECONOMICS. A new direction for climate policy after the crash of 2009. London: The Hartwell Paper, 2010.

O gás natural como “ponte” para a redução de emissões

A conjunção de dificuldades para as mudanças climáticas e de abundância de gás natural (devido ao gás de xisto, discutido anteriormente) trouxe para o centro das atenções internacionais uma proposta de utilizar o gás natural como um passo intermediário (“ponte”) no processo de transição para a era de baixo carbono ³³.

As ideias básicas para o uso do gás natural como “ponte” são: (i) a geração termelétrica a gás natural substituiria a geração a carvão, que é predominante nos maiores países emissores, tais como Estados Unidos, China e Índia ³⁴; e (ii) o gás substituiria o petróleo no setor de transporte, seja diretamente através do GNV, seja indiretamente, através da geração de energia para veículos elétricos.

Um fator que contribuiu para esta reviravolta na posição de alguns grupos ambientalistas, que anteriormente se opunham a todos os combustíveis fósseis e defendiam o uso exclusivo de fontes renováveis como eólica e solar, é a constatação de que, apesar de todos os esforços de convencimento da opinião pública e da clara identificação do carvão como a maior fonte de emissões, o consumo de carvão vem aumentando nos últimos anos. Como mostra o gráfico a seguir, os países asiáticos vêm “puxando” o crescimento deste consumo. Até 2020, estes países planejam construir cerca de 550 mil MW (cinco vezes e meia a potência instalada do Brasil) em novas usinas a carvão.

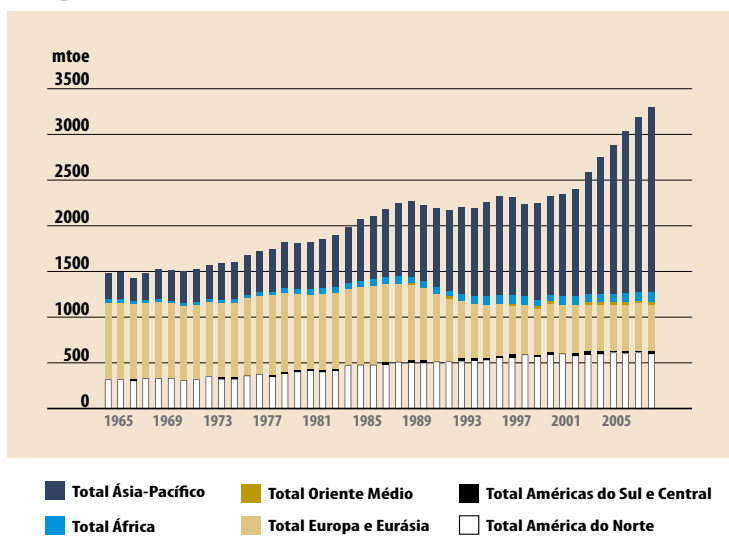


Gráfico 8: Evolução do consumo mundial de carvão ³⁵

³³ Esta proposta foi feita por grupos ambientalistas (C.Flavin e Saya Kitasei, The Role of Natural Gas in a Low-Carbon Energy Economy, Worldwatch Institute, abril de 2010); especialistas em energia (IHS CERA. Fueling North America’s Energy Future: The Unconventional Natural Gas Revolution and the Carbon Agenda. [S.I.], 2010); e pelos autores do já citado estudo do MIT sobre gás natural (Nota de rodapé 18).

³⁴ A razão é que, como visto na figura 2.3, o fator de emissão (kg de CO₂/MWh) da geração a gás é cerca de metade da geração a carvão.

³⁵ Fonte: Chatam House, mesmo relatório da Nota de rodapé 11.

Este fracasso do movimento ambientalista em impedir o crescimento no uso do carvão se deve às características de preço e segurança deste combustível. Como mostra o gráfico a seguir, China e Índia possuem reservas locais de carvão abundantes e baratas, e que são praticamente sua única opção de aumentar a oferta de eletricidade necessária para sustentar seu crescimento econômico, a um preço que não afeta sua competitividade industrial.

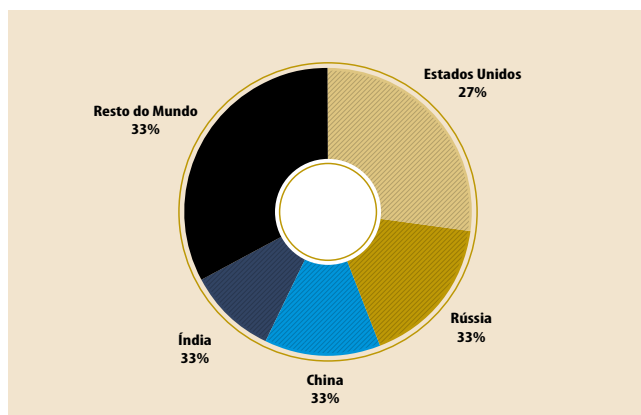


Gráfico 9: Distribuição geográfica das reservas mundiais de carvão

Adicionalmente, não há dificuldades geopolíticas caso seja necessário importar carvão – como ocorreu com a China nos últimos anos – pois os maiores fornecedores, como a Austrália, estão em regiões politicamente estáveis.

Dado que, como mencionado, o gás de xisto pode transformar o mercado mundial de gás em algo mais parecido com o de carvão do que com o de petróleo, a visão dos proponentes desta nova política é que passa a ser possível resolver o impasse entre segurança e emissões: é como se o gás fosse um carvão 50% mais “limpo”. Esta estratégia vem recebendo o apoio das empresas de petróleo, pois muitas também são detentoras de recursos de gás, e dos fabricantes de equipamentos de geração, pois passariam a ter um mercado de termelétricas a gás. Adicionalmente, as companhias de petróleo passaram a ver com mais simpatia a penalização por emissões que sempre combateram, pois esta afetaria mais pesadamente o carvão, abrindo caminho para seus interesses no gás natural. Finalmente, há também apoio político para esta abordagem, como exemplifica a legislação já mencionada em preparo no Congresso americano para incentivar o GNV.

Esta aliança “pragmática” entre o gás e o meio ambiente está longe de ter o apoio de todos os grupos ambientalistas. A primeira preocupação dos críticos é que a caracterização do gás

como uma espécie de “fonte verde honorária” leve a uma acomodação da opinião pública, diminuindo o apoio às fontes renováveis como eólica e solar. Embora esta preocupação seja justificada, as severas restrições financeiras mundiais já estão levando a análises críticas sobre a relação benefício/custo dos estímulos às energias renováveis.

Um exemplo de análise crítica é o exercício publicado pela revista inglesa Economist em junho de 2010. A revista contratou a consultora Cambridge Econometrics para estimar o efeito de um imposto único sobre emissões (carbon tax) no crescimento do PIB do Reino Unido. Este imposto seria de 37,6 Euros (£31) por tonelada de CO₂ em 2015. Em contrapartida, seriam eliminadas todas as demais políticas públicas com objetivos semelhantes, tais como sobretaxações de combustíveis, subsídios a energias renováveis e participação em esquemas de cap and trade de emissões na Europa. Os resultados foram considerados surpreendentes, pois o PIB aumentou em 1,2% comparado com sua evolução prevista com as políticas atuais. De acordo com os autores do estudo, o principal fator para a melhoria do PIB foi a eliminação dos subsídios às energias renováveis, o que permitiu as usinas a gás natural, mais baratas, substituir as eólicas. Isto levou a uma redução da tarifa de energia elétrica, que por sua vez facilitou a competitividade do setor industrial. Comparado com as políticas atuais, a indústria cresceria 2,5% a mais em 2020, “puxando” o crescimento do PIB.

Análises críticas semelhantes vêm sendo feitas para os subsídios à energia eólica e solar em países como Espanha e Alemanha devido a seu impacto nas tarifas de energia.

O exemplo anterior ilustra a importância de se explicitar o custo de políticas de redução de emissões, em termos de R\$/tCO₂ evitadas. Caso contrário, corre-se o risco de implantar políticas que aparentemente são desejáveis, mas que podem aumentar desnecessariamente o custo da energia, piorando a competitividade do País.

Outro tema importante é não confundir o objetivo de se reduzir as emissões de CO₂ com a implantação de políticas que têm outros objetivos, ainda que meritórios. Um exemplo deste tipo de confusão é a exclusão da energia nuclear, que não emite gases de efeito estufa, dos incentivos à “energia renovável” em muitos países. Salvo os aspectos de segurança das usinas, esta

exclusão tem sido criticada por figuras importantes do movimento ambientalista ³⁶ e por outros especialistas em energia ^{37,38}, que consideram a energia nuclear como uma das opções mais efetivas para a “descarbonização” da sociedade.

Mudanças climáticas: perspectivas de curto e médio prazo

Como visto nas seções anteriores, a combinação do impasse ambiental, maior disponibilidade de gás e restrições financeiras mundiais pode levar no curto prazo a uma reorientação da questão climática, que incluiria o uso do gás natural como “ponte” para a transição para uma sociedade de baixo carbono e a uma posição mais crítica sobre a relação benefício/custo das energias renováveis.

Também foi visto que a principal preocupação com esta estratégia “pragmática” é que, enquanto se busca um consenso mundial sobre a necessidade de se reduzir as emissões, em particular através da substituição da geração de energia com combustíveis fósseis por fontes não emissoras tais como renováveis e energia nuclear, os problemas climáticos se tornam cada vez mais difíceis de mitigar. Esta preocupação é justificada devido à evidência de que a evolução observada dos indicadores climáticos tende a coincidir com os cenários mais pessimistas dos estudos.

Se ocorrer um agravamento da situação, tal como o risco iminente de derretimento do permafrost ³⁹, é provável que seja necessário recorrer a soluções tecnológicas conhecidas como “geo-engenharia” ^{40,41}. Estas técnicas são, em teoria, capazes de estabilizar temporariamente a temperatura até que outras tecnologias, por exemplo, a captura direta de CO₂ do ar ⁴², sejam viabilizadas em termos técnicos e econômicos. A preocupação com a aplicação da geo-engenharia são as consequências inesperadas tais como uma mudança no padrão de circulação da atmosfera que favoreceria algumas regiões em detrimento de outras ⁴³. Por esta razão, instituições como a Royal Society, a Academia Americana de Ciências e outras recomendaram o aprofundamento das pesquisas e experiências sobre geo-engenharia e ressaltaram a necessidade de um acordo internacional sobre o tema, para evitar ações unilaterais por parte de um país ou conjunto de países.

³⁶ BRAND, S. *Whole Earth Discipline: Why Dense Cities, Nuclear Power, Transgenic Crops, Restored Wildlands, and Geoengineering Are Necessary*. [S.], Penguin Books, 2010.

³⁷ MAC KAY, D. J. C. *Sustainable Energy: Without the Hot Air*. Cambridge: UIT Cambridge, 2009.

³⁸ SMIL, V. *Energy Myths and Realities*. [S.], AEI Press, 2010.

³⁹ O “permafrost” é um solo permanentemente congelado de regiões perto do Ártico, como a Sibéria. A preocupação é que o descongelamento deste solo devido a um aumento da temperatura liberaria uma grande quantidade de gás metano, que tem um efeito de gás estufa vinte vezes maior do que o CO₂, o que provavelmente aceleraria o aumento da temperatura (ver por exemplo <http://en.wikipedia.org/wiki/Arctic_methane_release>.).

⁴⁰ VICTOR, D. G.; MORGAN, M. G.; APT, J.; STEINBRUNER, J.; RICKE, K. *The Geoengineering Option: A Last Resort Against Global Warming?*. *Foreign Affairs*, mar/abr. 2009.

⁴¹ GOODELL, J. *How to Cool the Planet: Geoengineering and the Audacious Quest to Fix Earth's Climate*. [S.], Houghton Mifflin Harcourt, 2010.

⁴² KEITH, D. W.; HEIDEL, K.; CHERRY, R. *Capturing CO₂ from the atmosphere: Rationale and Process Design Considerations*, em *Geo-Engineering Climate Change: Environmental necessity or Pandora's box?*. Cambridge: University Press, 2010. p. 107-126.

⁴³ RICKE, K. L.; MORGAN, M. G.; ALLEN, M. R. *Regional climate response to solar-radiation management*. *Nature Geoscience*, n. 3, p. 537 – 541, 2010.

Mudanças climáticas: impactos para o Brasil

O quadro de grandes incertezas e riscos para a mudança climática visto nas seções anteriores tem duas consequências importantes para o Brasil.

A primeira consequência é que, à medida que diminui a probabilidade de implantação de medidas mitigatórias por parte dos maiores emissores, passa a ser mais importante dar atenção a políticas de adaptação para o País no caso de um aumento da temperatura. Até a COP 15, muitos ambientalistas defendiam que não se devia dar destaque à adaptação, pois isto poderia sinalizar falta de confiança no sucesso das negociações para mitigação. No entanto, diante dos resultados recentes, seria prudente começar a pensar em um “Plano B”.

A segunda consequência é que o Brasil corre o risco de ter um aumento nos seus custos de energia devido a políticas visando atender suas metas de redução de emissões, enquanto os países não cumpridores mantêm ou melhoram suas posições competitivas ⁴⁴.

Portanto, é importante que: (i) os compromissos nacionais de redução de emissões estejam condicionados ao efetivo cumprimento dos compromissos dos demais países; e (ii) os benefícios e custos das alternativas propostas para a “descarbonização” do País sejam avaliados da maneira mais realista possível, com o objetivo de priorizar as soluções mais efetivas.

Será mostrado nos capítulos a seguir que esta preocupação com os impactos econômicos é justificada pelo aumento expressivo dos custos de energia nos últimos anos e pela previsão de incrementos adicionais destes custos até 2015.

⁴⁴ É importante reconhecer e respeitar o argumento ético de que o Brasil deveria “fazer sua parte” na busca de uma solução para um problema global, a despeito do comportamento dos demais. No entanto, também é importante reconhecer que o esforço do País será irrelevante se não houver a cooperação geral. Este problema é conhecido na literatura econômica como a “tragédia dos recursos compartilhados” (tragedy of the commons), onde a estratégia que maximiza o benefício de cada agente individualmente (explorar os recursos ao máximo) leva a uma situação muito pior para todos devido ao esgotamento dos mesmos. Além do problema climático, outro exemplo atual deste tipo de problema é a pesca indiscriminada nos oceanos.

3 EVOLUÇÃO DOS PREÇOS DA ENERGIA ATÉ 2015

3.1 EVOLUÇÃO HISTÓRICA DA TARIFA DE FORNECIMENTO

A figura a seguir apresenta a evolução da tarifa de fornecimento do consumidor industrial cativo de 2001 a 2009 (R\$/MWh, atualizados por IGPM para dezembro de 2009; e taxa de crescimento anual).

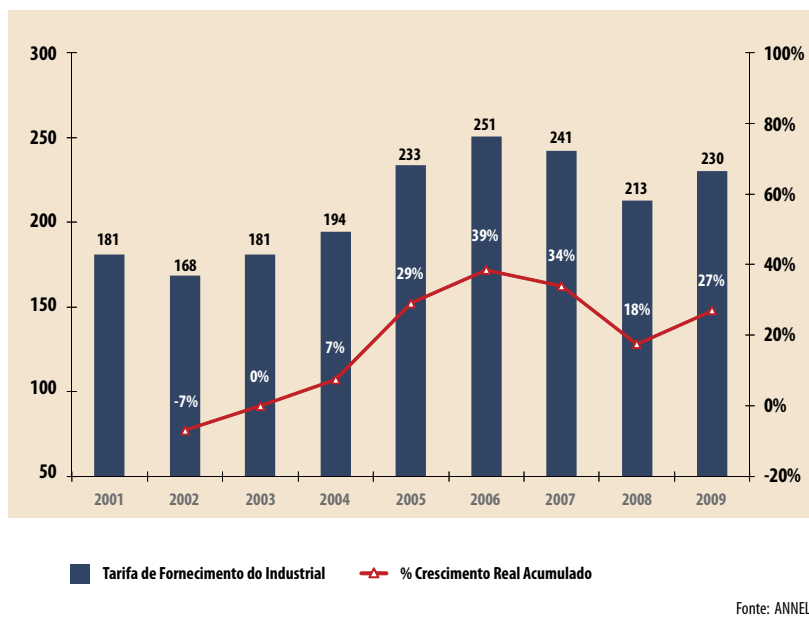


Gráfico 10: Tarifa de fornecimento média do consumidor industrial cativo

Observa-se que o crescimento da tarifa de 2001 a 2006 chegou a ser 39% maior do que a inflação no período. No entanto, houve reduções reais da tarifa industrial nos dois anos seguintes. Em 2007, a causa principal foi o decréscimo do encargo de Conta de Consumo de Combustíveis (CCC). Em 2008, a razão foi a revisão tarifária das distribuidoras. Já em 2009, o Encargo de Serviço de Sistema e a energia de Itaipu foram os principais responsáveis pelo aumento verificado. Atualmente, o aumento da tarifa em relação à inflação acumulada de 2001 a 2009 é 27%.

Uma primeira questão é, naturalmente, por que a tarifa cresceu mais que a inflação. Para isto, é necessário analisar separadamente os principais componentes da tarifa: (i) custo da energia produzida pelos geradores; (ii) custo da infraestrutura de transporte desta energia produzida até os consumidores; (iii) tributos, tais como PIS e Cofins; e (iv) encargos setoriais.

Esta separação só foi possível a partir de 2003, com o início da abertura das tarifas. O primeiro passo desta abertura foi o de decompor a tarifa de fornecimento nas parcelas de aquisição de energia (Tarifa de Energia) e de serviço de transporte e distribuição (Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição).

O passo seguinte foi equalizar a tarifa de energia entre os diversos tipos de consumidores, através do chamado realinhamento tarifário, descrito a seguir.

Realinhamento Tarifário

Em 2003, o governo iniciou o processo de realinhamento tarifário, com o objetivo de reduzir a diferença entre as tarifas de energia dos segmentos residencial e industrial. Isto faria com que o real custo da energia fosse explicitado para os grandes consumidores, permitindo que os mesmos avaliassem a oportunidade de migrar ou não para o mercado livre.

Como mostra a figura a seguir este realinhamento tarifário produziu reajustes maiores para as tarifas de energia dos industriais e menores para os consumidores residenciais de 2003 a 2007.

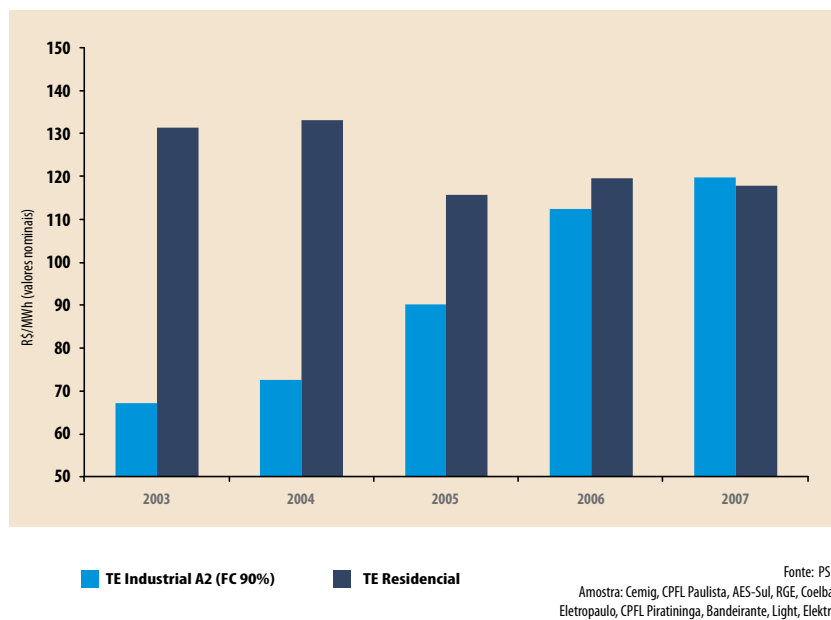


Gráfico 11: Tarifa de energia industrial x residencial

O efeito deste aumento considerável para o segmento industrial não foi amplamente percebido na ocasião devido à migração maciça de grande parte dos industriais para o mercado livre, onde as condições de preços de energia eram mais atrativas devido ao excesso de oferta resultante do racionamento de 2001.

Evolução da parcela de energia

Como mostra o gráfico a seguir, as distribuidoras agregaram ao longo do tempo custos mais elevados de contratação de energia à tarifa do consumidor, reflexo da necessidade de contratação de nova capacidade de geração (Contratos Bilaterais e Energia Nova) e de decisões de política energética ⁴⁵. Por outro lado, a crise de energia de 2001 trouxe uma sobre oferta momentânea ao sistema que possibilitou a recontração de energia a preços baixos nos primeiros leilões (“Leilão das Federais” e “Mega Leilão”).

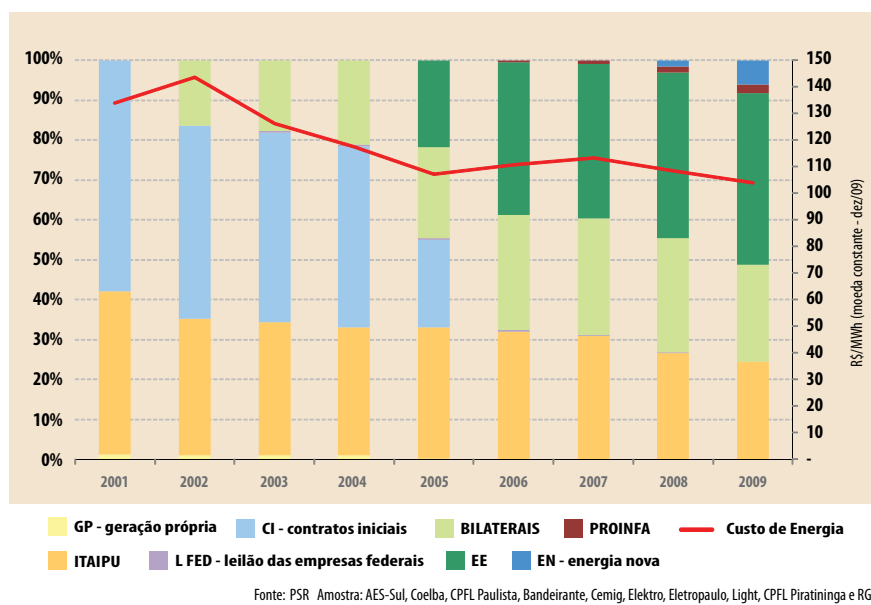


Gráfico 12: Custo de energia das distribuidoras

Observa-se na figura que o custo de aquisição de energia não teve aumentos substanciais ao longo do tempo para as distribuidoras. No entanto, como visto anteriormente, o efeito do realinhamento tarifário provocou forte aumento nas tarifas de energia dos consumidores industriais cativos, contribuindo para a migração destes para o mercado livre. Como mencionado, o excesso

⁴⁵ Proinfa, um programa de contratação de 3 mil MW de energia renovável; e os contratos bilaterais associados ao Programa Prioritário de Termoeletricidade (PPT).

relativo de oferta em relação à demanda após o racionamento de 2001 permitiu que os industriais “livres” adquirissem energia em condições mais favoráveis do que os clientes cativos.

O gráfico a seguir mostra o preço médio praticado no mercado livre versus a tarifa de energia para o consumidor industrial no mercado regulado.

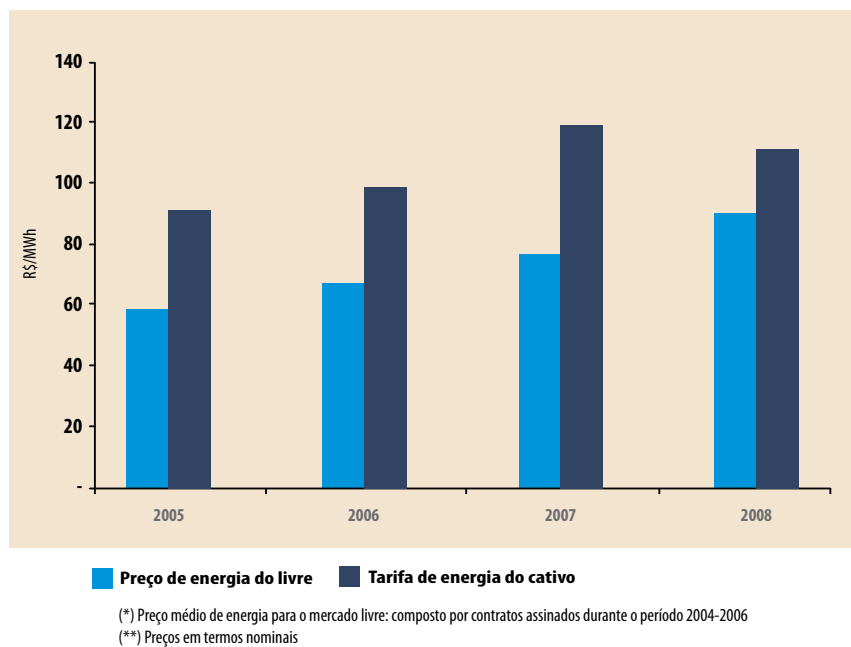


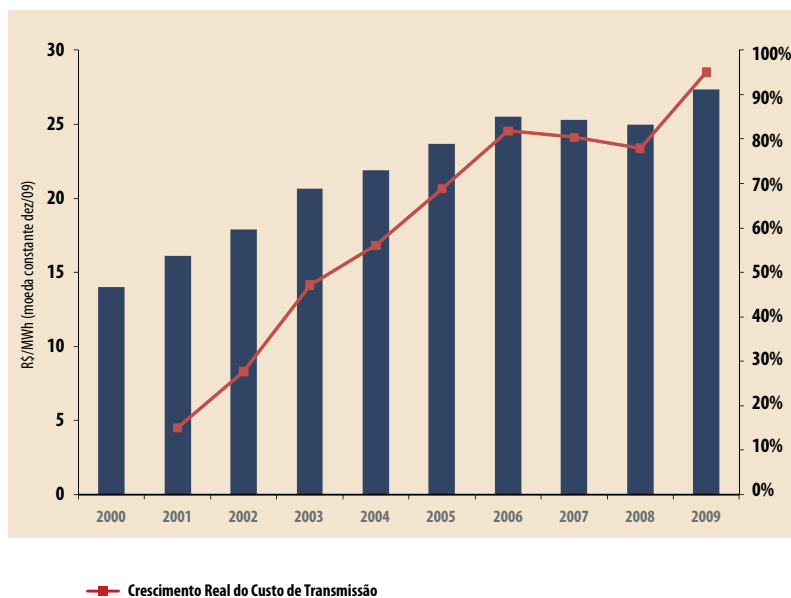
Gráfico 13: Evolução do preço médio de energia para o consumidor industrial

Custo de Transporte

Custo de Transmissão

O setor de transmissão é de especial importância para o Brasil em virtude da predominância hidrelétrica, com usinas em diferentes bacias hidrográficas, espalhadas por todo o País. Devido à diversidade dos regimes hidrológicos nas diferentes bacias, as hidrelétricas dos sistemas são despachadas como se pertencessem a um único portfólio, onde as usinas das bacias “úmidas” geram energia adicional para compensar as bacias secas. Este tipo de despacho centralizado requer um sistema de transmissão integrado e robusto, capaz de acomodar diferentes padrões de importação/exportação entre as regiões.

Entre 1998 e 2008 foram licitados 34 mil km de linhas de transmissão, com quase metade (45%) já em operação. Embora estas licitações tenham sido bastante disputadas, com grande participação de investidores locais e estrangeiros e aumento de competidores a cada leilão, o alto volume de investimento, juntamente com os investimentos em reforços nas instalações existentes (ambos em prol da melhoria da confiabilidade do sistema e da necessidade de buscar energia hidrelétrica disponível em locais cada vez mais distantes dos centros de carga) trouxe forte impacto no custo para o consumidor de energia, ilustrado no gráfico a seguir.



Fonte: PSR

Gráfico 14: Custo de transmissão para o consumidor

Custo de Distribuição

O gráfico a seguir ilustra a evolução média do custo de distribuição desde 2003 para as dez maiores distribuidoras.

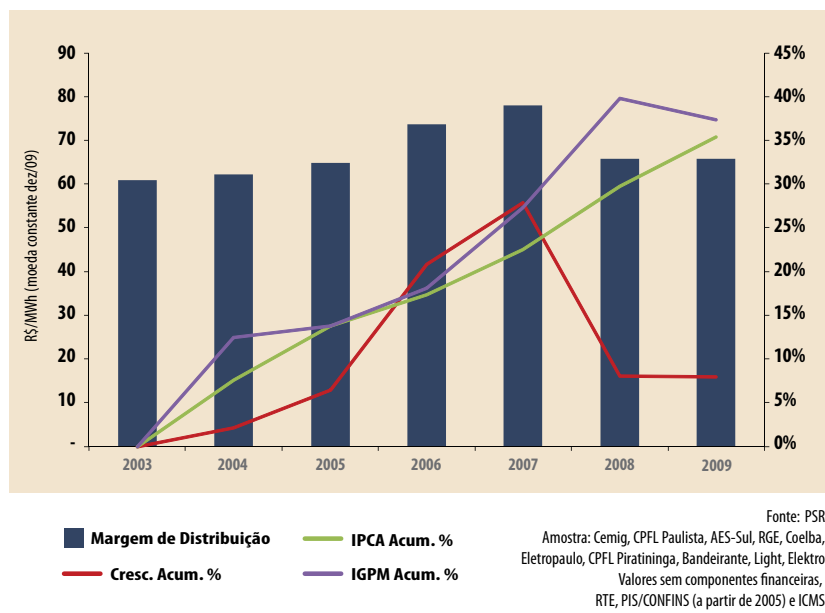


Gráfico 15: Custo médio de distribuição

Observa-se primeiramente que o crescimento acumulado do custo médio de distribuição de 2003 a 2007 está muito próximo ao da inflação (IGPM) no mesmo período. Em 2008, verifica-se uma forte queda da margem média de distribuição. Esta redução é resultante do segundo processo de Revisão Tarifária iniciado em 2007 pela ANEEL em que foram repassados para o consumidor os ganhos de eficiência auferidos pelas empresas.

Tributos e encargos

Como amplamente divulgado em outras publicações ⁴⁶, os tributos e encargos são responsáveis por boa parte do aumento do custo da energia nos últimos anos. O gráfico a seguir ilustra este impacto. Ele mostra a evolução da parcela de encargos e PIS/COFINS (R\$/MWh) na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição da Eletropaulo para um consumidor no nível A2 (138 kV). Observa-se que em 2008 estes encargos foram de 26 R\$/MWh, tendo chegado a 37 R\$/MWh em 2006.

⁴⁶ Ver, por exemplo, PRICEWATERHOUSE COOPERS. Carga tributária consolidada do setor elétrico brasileiro. 4. ed. São Paulo: Instituto Acende Brasil, 2010.

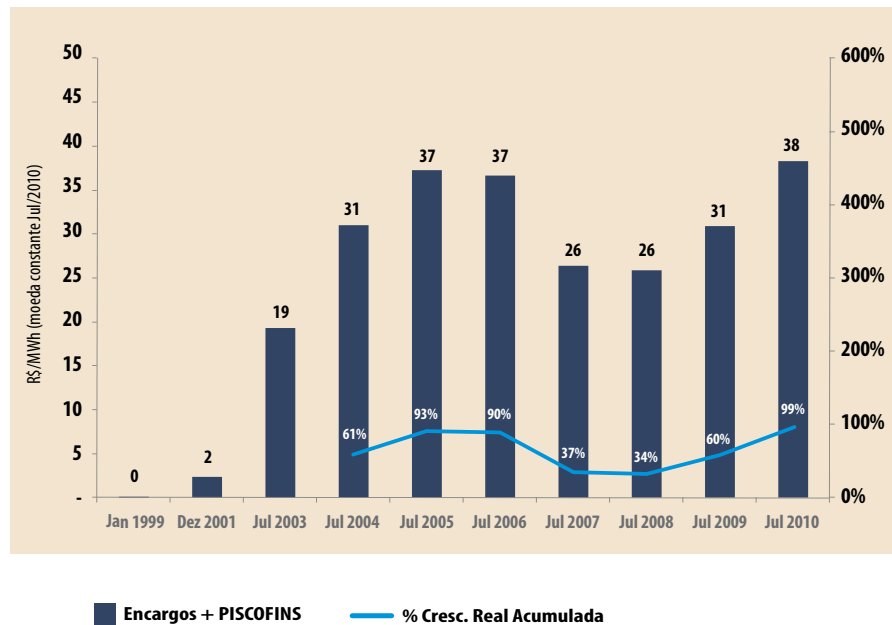


Gráfico 16: Encargos + PIS/COFINS do consumidor livre: Eletropaulo A2

3.2 IMPACTO DOS PREÇOS DA ENERGIA NA COMPETITIVIDADE INDUSTRIAL

Como mostra o gráfico a seguir, estes aumentos no custo da energia nos últimos anos tornaram a tarifa brasileira uma das caras do mundo, diminuindo a competitividade industrial. Mesmo eliminando o efeito da valorização do Real frente ao Dólar, que contribuiu para intensificar este aumento, esta reversão nos custos de energia do país permaneceria. Tendo em vista o conjunto de vantagens do País na área energética, visto no capítulo 1, seria frustrante que a energia se transformasse de fator indutor para fator inibidor do crescimento.

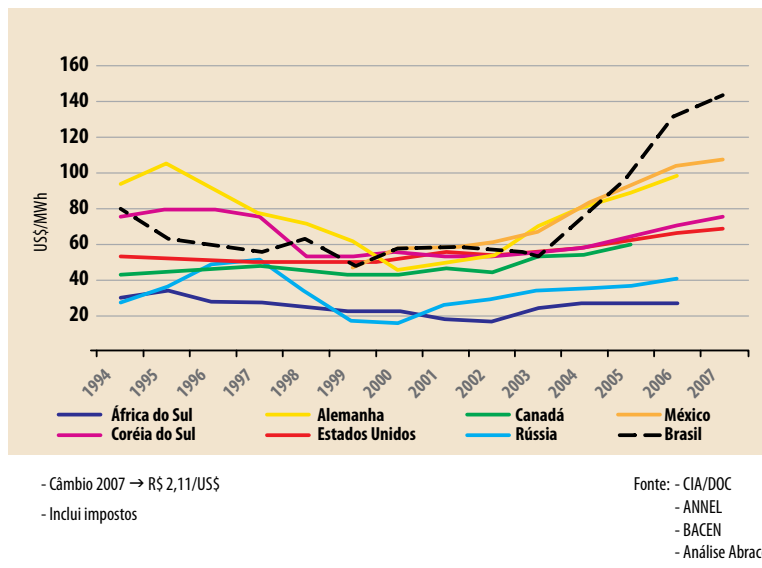


Gráfico 17: Evolução das tarifas internacionais de eletricidade

Dado que, como mencionado, a agenda para uma sociedade de baixo carbono deve equilibrar os benefícios da redução de emissões com os prejuízos para a sociedade (redução do crescimento econômico, pressão na tarifa dos consumidores etc.) resultante do aumento do custo da energia, é importante analisar a tendência de evolução destes custos no futuro. Este tema será discutido a seguir.

3.3 EVOLUÇÃO FUTURA DOS PREÇOS DE ENERGIA

Foi visto nas seções anteriores que o aumento dos preços da energia para a indústria foi “puxado” pelo realinhamento tarifário, tributos e encargos. No que se refere à parcela de energia, viu-se que os preços de compra da mesma pelas distribuidoras não sofreram grandes elevações.⁴⁷ Será visto a seguir que a situação se inverte nos próximos anos: a parcela de geração será o principal fator de aumento dos preços da energia, seguida pelo en-cargo de Conta de Consumo de Combustíveis, CCC.

⁴⁷ Embora a parcela de energia tenha sofrido um aumento no caso dos consumidores industriais, é importante observar que boa parte deles se transformou em consumidores livres, e se beneficiaram do excesso relativo de oferta em relação à demanda após o racionamento de 2001, assinando contratos em condições mais favoráveis.

Balanco estrutural de oferta e demanda

O primeiro passo na projeção dos preços de energia é o cálculo do balanço estrutural, isto é, da evolução da oferta (nova capacidade de geração) e da demanda. Em países de base termelétrica, a oferta pode ser caracterizada pela potência disponível ⁴⁸ das usinas. No entanto, o uso da potência instalada não é adequado para países com forte componente de geração hidrelétrica como o Brasil. A razão é que uma usina hidrelétrica não pode produzir sua capacidade disponível de maneira sustentável, pois sua produção de energia será reduzida se ocorrerem secas severas. Tipicamente, a “energia firme” de uma usina hidrelétrica, isto é, a energia que ela poderia produzir mesmo que ocorresse uma seca severa, corresponde a 55% de sua potência instalada. Já uma usina termelétrica ciclo combinado a gás natural poderia produzir de maneira “firme” cerca de 90% de sua capacidade instalada (supondo que não há restrições no suprimento de combustível). Por sua vez, uma usina eólica produziria de maneira sustentável 40% de sua potência instalada, e assim por diante.

Por esta razão, o procedimento adequado no caso do Brasil é calcular a oferta em termos da “energia firme” (em MW médios) das usinas. Na regulamentação brasileira, esta “energia firme” é conhecida como garantia física (GF). A GF total, que representa a capacidade de suprimento sustentável do sistema de geração, é dada pela soma das GFs individuais das usinas que estão em operação naquele momento. Estas GFs individuais são outorgadas pelo MME para cada gerador existente e para cada projeto de geração que participa, por exemplo, de um leilão de contratação de energia nova.

Balanco estrutural 2010-2014

O balanço de oferta e demanda é feito em base anual: a GF de cada ano é calculada como a soma das garantias físicas de todos os geradores existentes, ou com entrada em operação prevista para aquele ano. ⁴⁹ Esta informação é obtida do Programa Mensal de Operação (PMO) mensalmente divulgado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Por sua vez, a demanda anual é calculada como a média dos consumos mensais, incluindo as perdas na rede de transmissão. O gráfico a seguir apresenta o balanço de oferta e demanda de energia elétrica correspondente ao PMO de junho de 2010 (valores em GW médio).

⁴⁸ A potência disponível é dada pela capacidade instalada menos as taxas de indisponibilidade por manutenção e por falhas.

⁴⁹ A garantia física dos geradores que entram em operação ao longo do ano é feita proporcional à fração do ano em que os mesmos operam.

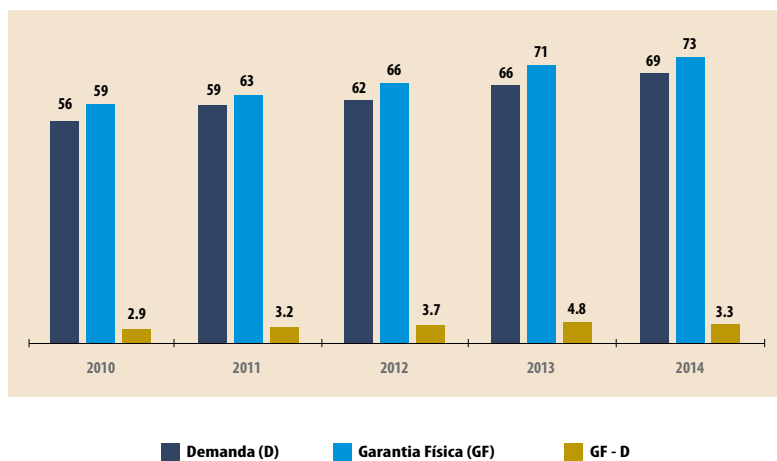


Gráfico 18: Balanço estrutural de oferta e demanda 2010-2014

Observa-se inicialmente que a garantia física total excede substancialmente a demanda ao longo de todo o período, isto é, há um excesso de oferta “firme”. Este resultado é pouco usual, pois as regras do setor elétrico brasileiro foram desenhadas para que GF e demanda sejam aproximadamente iguais.⁵⁰ O excesso de oferta atual resulta basicamente da crise financeira de 2008, que paralisou o crescimento da demanda no País.⁵¹

Dado que a nova geração que iria atender o crescimento esperado de cerca de 3 GW médios da demanda em 2009 foi contratada vários anos antes, quando ninguém previa a crise mundial, isto significa que a diferença entre oferta e demanda em 2010 deveria corresponder aproximadamente ao aumento (frustrado) da demanda em 2009. De fato, isto é coerente com o excesso observado de 2,9 GW médios.

Outra pergunta interessante é porque o maior excesso de oferta ocorre em 2013. A resposta é que a nova oferta para aquele ano foi já contratada no leilão A-5 de 2008 (entrada em operação cinco anos depois, em 2013). Este leilão foi realizado antes da crise mundial, em uma perspectiva de crescimento vigoroso da economia, o que se refletiu em previsões de forte crescimento da demanda.

⁵⁰ Por um lado, oferta deve ser maior ou igual à demanda devido ao encadeamento das duas regras básicas do modelo setorial: (1) todo consumo de energia deve estar 100% coberto por contratos; e (2) o montante de energia de qualquer contrato deve estar respaldado por um montante equivalente de garantia física. Por outro lado, a oferta não tem razões para ser significativamente maior do que a demanda porque o excesso de oferta não teria com quem se contratar, e teria que vender sua energia no mercado de curto prazo, cujos preços são muito variáveis. Esta aversão a estar descontratado faz com que os investidores só construam nova capacidade se tiverem assegurado a priori um contrato de longo prazo, o que leva ao equilíbrio entre oferta e demanda.

⁵¹ A demanda média de janeiro a dezembro de 2009 foi 0,2% menor do que a demanda média em 2008, quando o esperado era um crescimento da ordem de 5,5%.

Evolução dos preços de geração de 2010 a 2015

Dados a evolução da capacidade de geração e os contratos de suprimento das distribuidoras, é possível calcular a trajetória dos preços de energia. O gráfico 19 mostra a média ponderada das tarifas de energia para as dezessete maiores distribuidoras (valores em R\$/MWh em moeda constante de dezembro de 2009) no período de 2010 a 2015.

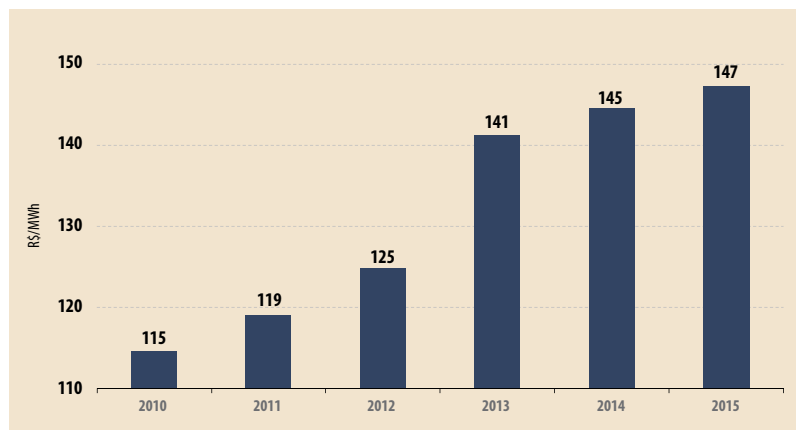


Gráfico 19: Evolução dos preços da energia (geração) até 2015 (Fonte: PSR)

Observa-se que a tarifa de energia poderia aumentar dos atuais 115 R\$/MWh para 147 R\$/MWh em 2015, um impacto de 30%. Cerca de 40% deste aumento se deve à hipótese de renovação da energia existente a 117 R\$/MWh, superior ao preço médio dos contratos atuais, que está em 82 R\$/MWh.⁵² Os 60% restantes do aumento resultam da contratação de energia nova já realizada, em particular de usinas térmicas cuja frequência de acionamento pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) tenderá a ser maior do que o previsto nos leilões de energia nova em que elas foram contratadas.⁵³

⁵² O valor de 117 R\$/MWh é uma estimativa do preço de abertura do leilão de renovação dos contratos que vencem em dezembro de 2012. Este preço é conhecido desde hoje porque a regulamentação atual estabelece que o mesmo é igual ao preço médio de contratação da nova capacidade que entra em operação em 2013. Dado que o tempo de construção da nova capacidade contratada varia de três anos a cinco anos (leilões A-3 e A-5), conclui-se que a contratação da maior parte destas novas usinas foi feita no leilão A-5 de 2008.

⁵³ A razão é que não se considerou no cálculo dos índices custo benefício dos leilões o efeito dos procedimentos operativos de segurança do ONS (Curva de Aversão a Risco e Nível Meta), que levam a uma maior frequência de acionamento das termelétricas e, portanto, a maiores gastos com combustível. Dado que estes gastos são ressarcidos pelos consumidores das distribuidoras, resulta um aumento na tarifa de energia.

Dado que as tarifas de energia do mercado regulado servem como referência para os preços do mercado livre, é de se esperar um aumento análogo também neste ambiente.

Evolução da CCC de 2010 a 2015

Além do aumento das tarifas de energia vistos na seção anterior, há outras fontes de aumento dos custos para o consumidor, que são os subsídios, conhecidos no setor como encargos. Descreve-se a seguir o caso de um dos encargos mais significativos, que é a Conta de Consumo de Combustíveis (CCC).

O que é a CCC?

O Sistema Interligado Nacional (SIN) atende hoje 97% do consumo de energia elétrica no Brasil. Os 3% restantes são supridos por 250 sistemas isolados, cuja área de cobertura corresponde a 45% do território nacional. A maior parte de sistemas isolados é de pequeno porte, à exceção de Acre, Rondônia, Manaus e Macapá, que correspondem a 75% da carga dos mesmos. Dado que estes sistemas isolados são abastecidos por geradores a óleo, que por gerarem permanentemente têm um custo bastante elevado, foi criado há vários um encargo, Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), que serve para subsidiar a aquisição de combustíveis para esta geração de energia elétrica⁵⁴. O valor da CCC é bastante elevado, alcançando em 2008 cerca de 3,5 bilhões de Reais.

Devido a este custo elevado da CCC, foram feitos investimentos significativos na rede de transmissão para incorporar ao SIN os principais sistemas isolados (Acre, Rondônia, Manaus e Macapá), que como mencionado correspondem a 75% da carga dos mesmos. O custo destes investimentos em transmissão está sendo pago pelos consumidores através da Tarifa por Uso do Sistema de Transmissão (TUST).

Dado que o universo de consumidores em sistemas isolados seria reduzido em 75%, havia a expectativa, por parte de todos os agentes, de que a CCC seria o primeiro encargo a ser reduzido nos próximos anos.

⁵⁴ A CCC paga aos geradores térmicos a diferença entre o custo de combustível para geração térmica e o chamado "equivalente hidráulico", que é um custo teórico da energia de origem hidrelétrica.

O aumento da CCC

No entanto, a Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, reverteu estas expectativas, pois o subsídio foi ampliado, ao invés de ser reduzido. O novo subsídio agora cobre o custo total da energia nos sistemas isolados (remuneração do investimento + combustível + encargos + impostos) ⁵⁵ abatido do custo médio de aquisição de energia no mercado regulado do SIN. Adicionalmente, esta mesma lei permitiu que os consumidores do SIN compensem a redução da arrecadação do ICMS sobre o combustível destes Estados. ⁵⁶

Estas novas regras terão um impacto bilionário neste encargo. O gráfico a seguir mostra a diferença entre a CCC esperada e a que deve ocorrer com as novas regras para o período 2010-2015. Até a edição deste estudo, o valor da CCC correspondente a 2010 não tinha sido determinado.

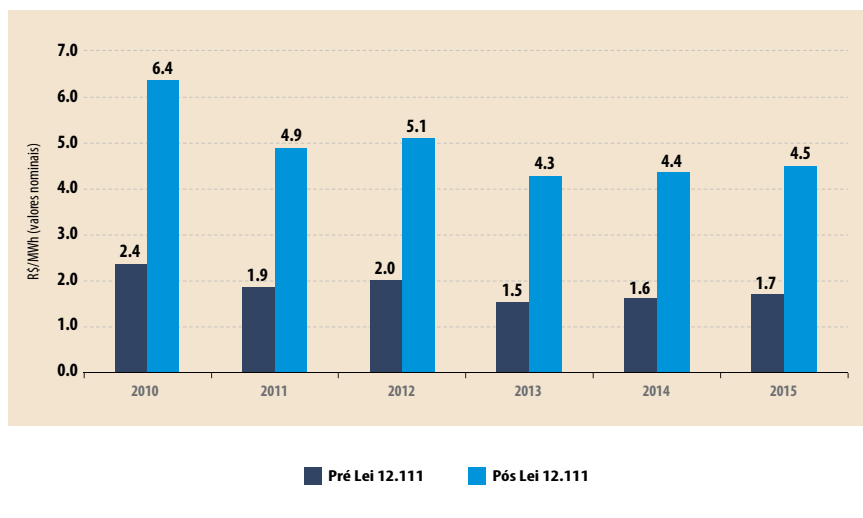


Gráfico 20: Evolução da CCC no período 2010-2015

Observa-se na figura que o montante acumulado da CCC de 2010 a 2015 sem a Lei 12.111/09 seria 11 bilhões de Reais. Com a Lei, este montante passa para 30 bilhões de Reais, o que corresponde a um aumento de 170% no encargo (diferença de 19 bilhões de Reais).

Como ilustração do que significam os montantes acima para o setor elétrico, os primeiros quatro anos da CCC custarão 20,7 bilhões de Reais. Isto é mais caro do que o custo total da

⁵⁵ A Lei contém várias regras que visam garantir que eventuais aumentos de impostos ocorridos após a sua edição não sejam ressarcidos pela CCC, e que as reduções de impostos e de créditos tributários sejam abatidas da conta.

⁵⁶ Esta cobertura será feita através do acréscimo de 0,3% ao encargo de pesquisa e desenvolvimento (P&D) pago pelas distribuidoras.

⁵⁷ Orçamento oficial preparado pela EPE e enviado para o TCU.

usina de Belo Monte, incluindo a tarifa de transmissão ⁵⁷. É importante observar que Belo Monte atenderá por trinta anos (não quatro anos, como no caso acima) uma demanda de 4.600 MW médios ⁵⁸, três vezes maior do que demanda total dos sistemas isolados (1.500 MW médios em 2008, incluindo Acre/Rondônia).

O caso da CCC é preocupante, pois ilustra a dificuldade de se controlar o crescimento dos encargos no setor elétrico: embora cada encargo individualmente possa até ter uma justificativa razoável, o “conjunto da obra” leva a aumentos expressivos no custo do setor elétrico.

O problema da transparência

Outro aspecto que merece atenção é a falta de transparência na cobrança destes encargos, que pode ser ilustrada com o caso da interligação do sistema Acre-Rondônia ao SIN. Como visto acima, o objetivo destas interligações era evitar os custos operativos elevados das térmicas locais ⁵⁹. No entanto, a ligação de Acre e Rondônia ao SIN tem apenas um circuito em um de seus trechos, o que segundo o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) a torna “muito frágil”. Como consequência, passaram a ocorrer falhas na linha, que levaram a interrupções no suprimento. Para amenizar o problema, o ONS voltou a acionar as térmicas locais ⁶⁰, o que acarretou gastos expressivos com combustíveis.

À primeira vista, estes gastos chamariam a atenção dos consumidores porque o montante da CCC não se reduziria como esperado. No entanto, dado que o sistema Acre-Rondônia está oficialmente interligado, os custos operativos adicionais não são mais contabilizados como CCC, e sim como outro encargo, conhecido como Encargo de Serviços do Sistema (ESS).

A opacidade na contabilização de encargos dificulta o entendimento do funcionamento do setor elétrico por parte dos agentes e prejudica um debate mais aprofundado que poderia contribuir para um aumento da eficiência do mesmo.

⁵⁸ O montante de 4.600 MW médios corresponde à energia assegurada de Belo Monte.

⁵⁹ Por exemplo, o custo variável unitário (CVU) das térmicas do sistema Acre-Rondônia varia entre 509 e 707 R\$/MWh.

⁶⁰ Em 13 de julho de 2010, por exemplo, a UTE Termo Norte I gerou 27,9 MW médios, e a UTE Termo Norte II gerou 282,3 MW médios.

4 PERSPECTIVAS DE SUPRIMENTO APÓS 2015

4.1 NECESSIDADE DE NOVA GERAÇÃO

Como visto no capítulo 3, a oferta de geração existente ou em construção assegura o atendimento à demanda até 2014. Neste capítulo, discutem-se as perspectivas de contratação de nova capacidade a partir de 2015.

O gráfico a seguir mostra uma previsão da evolução da demanda (GW médio anual) até 2023 e a oferta existente ou já contratada (GW médio de garantia física). Observa-se que esta oferta se estabiliza gradualmente a partir de 2015 com a entrada em operação de Belo Monte, que foi a última usina a ser contratada.

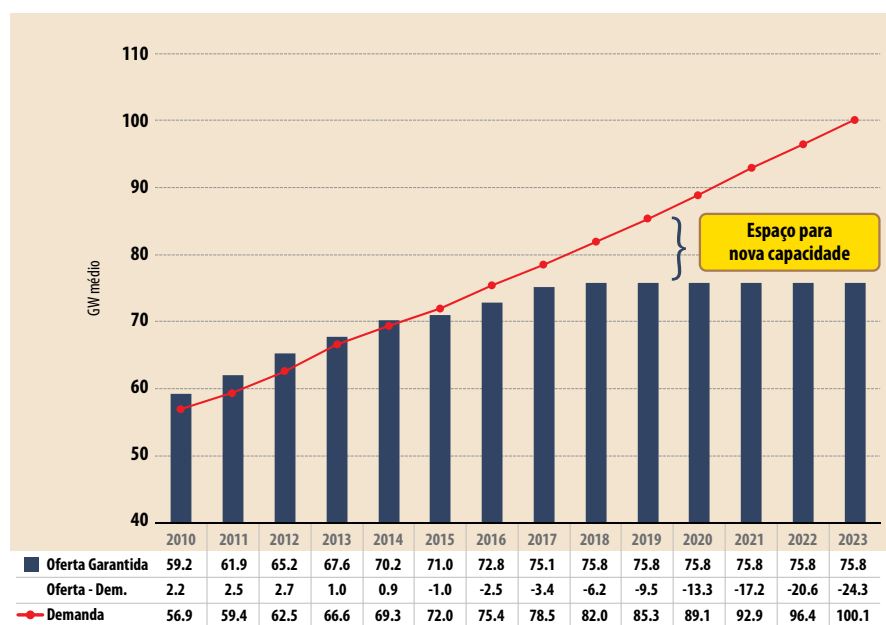


Gráfico 21: Demanda prevista e oferta (garantia física) existente e já contratada

A necessidade de nova capacidade de geração a cada ano é estimada como a soma de duas parcelas. A primeira parcela corresponde à energia a ser contratada, e é dada basicamente pela diferença entre a demanda e a oferta disponível naquele ano. Por exemplo, observa-se no gráfico que a energia a ser contratada em 2015 é 1 GW médio; e que a energia total a ser contratada até 2019 é igual a 22 GW médios, o equivalente a 3 usinas de Belo Monte ⁶².

⁶² Até agosto de 2010, quando o presente relatório foi finalizado. Prevê-se a entrada de nova oferta em 2013 e 2014 através dos leilões A-3 de 2010 e 2011.

A segunda parcela corresponde à energia de reserva, que é uma geração suplementar contratada de acordo com a orientação do MME. Já foram contratados 1,3 GW médios de energia de reserva (biomassa e eólica) nos leilões de 2008 e 2009 ⁶³. Adicionalmente, a usina nuclear de Angra 3, com 1,2 GW médios, também vai ser contratada compulsoriamente nesta modalidade. Finalmente, estima-se que 2 GW médios adicionais sejam contratados nos leilões de reserva de 2010 em diante. Com isto, o total de energia de reserva chegaria a 4,5 GW médios, equivalente à garantia física da usina de Belo Monte. Uma preocupação com esta contratação expressiva de energia de reserva é seu impacto no custo da energia, pois os preços médios dos contratos (corrigidos para 2010) resultantes dos leilões de reserva foram 170 R\$/MWh (biomassa) e 148 R\$/MWh (eólica). Adicionalmente, o preço definido para Angra 3 é 148 R\$/MWh.

Os recursos de geração disponíveis para atender a necessidade de 22 GW médios identificada anteriormente são: (i) energia hidrelétrica; (ii) geração termelétrica, incluindo gás natural, carvão e nuclear; (iii) as chamadas energias renováveis, com destaque para pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), biomassa e eólica; (iv) interconexões internacionais, tais como a usina de Inambari, no Peru, e a binacional Garabi (com a Argentina).

4.2 ENERGIA HIDRELÉTRICA

O potencial hidrelétrico total do Brasil está estimado em 243 GW de potência instalada ⁶⁴, dos quais 40% (91 GW) já foi aproveitado (em operação, construção ou licitado). A maior parte do potencial remanescente está na região Norte; no outro extremo, a região Nordeste é a que tem menos recursos ainda a desenvolver.

Além do grande potencial para geração de eletricidade, a energia hidrelétrica tem vantagens conhecidas, tais como ser renovável e estar entre as opções mais econômicas. Adicionalmente, a hidroeletricidade traz benefícios às demais fontes de energia do país:

- Sinergia entre geração hidrelétrica e térmica, o que permite reduzir os custos operativos e aumentar a confiabilidade global de suprimento;
- A rede de transmissão e os reservatórios das usinas hidrelétricas podem servir como infraestrutura virtual de transporte e armazenamento de gás natural;

⁶³ 550 MW médios de biomassa contratados no 1º Leilão de Energia de Reserva, realizado em 2008; e 750 MW médios de energia eólica contratados no 2º Leilão de Energia de Reserva/Eólica de 2009.

⁶⁴ SISTEMA DE INFORMAÇÕES DO POTENCIAL HIDRELÉTRICO BRASILEIRO (SIPOT). Potencial hidrelétrico brasileiro por bacia. Rio de Janeiro, 2010.

- A flexibilidade da produção hidrelétrica facilita a integração econômica de fontes de energia sazonais ou intermitentes, tais como biomassa e eólica.

Devido às características acima, a energia hidrelétrica pode ser considerada uma opção “sem arrependimento” para o País, isto é, que deve ser desenvolvida independentemente dos benefícios associados à redução de emissões. Os principais desafios para a inserção hidrelétrica no país são: (i) licenciamento ambiental; (ii) a questão dos reservatórios das usinas hidrelétricas; e (iii) o efeito das mudanças climáticas nas vazões, visto no capítulo 1.

Licenciamento ambiental

Muitos agentes setoriais e até representantes do governo afirmam que o principal entrave para a entrada de usinas hidrelétricas é o licenciamento ambiental. São citados como exemplo de “absurdos” dos ambientalistas que “bagres atrapalham o licenciamento das usinas do rio Madeira”, ou que “uma termelétrica seja licenciada mais rapidamente do que uma hidrelétrica”.

Na opinião dos autores do presente relatório, esta “demonização” dos órgãos de licenciamento ambiental é simplista e não contribui para o equacionamento do problema. Primeiramente, é evidente que o processo de licenciamento de uma hidrelétrica é extremamente complexo. Portanto, deve levar o tempo necessário para que a análise seja feita de maneira tecnicamente correta e rigorosa. Também é importante observar que, mesmo que o prazo de licenciamento seja de alguns anos, o efeito “linha de produção” (após um período inicial) assegura que sempre haverá projetos no último ano da avaliação e, portanto, prontos para licitação; da mesma forma, haverá projetos no penúltimo ano; e assim por diante, até os projetos que acabam de ser submetidos à análise ambiental.

Por outro lado, é fundamental que a duração do processo de licenciamento seja previsível. Em outras palavras, não há problema se o licenciamento de uma usina levar quatro anos, o que atrapalha é que leve seis anos quando o previsto era quatro. Esta previsibilidade não se refere somente ao prazo, mas também ao montante da compensação ambiental. Embora as regras de compensação ambiental em teoria sejam claras e existam metodologias para se chegar a um valor, na prática sua aplicação é deficiente. Por exemplo, é comum demandas de outras pastas recaírem na conta de compensação das usinas na fase de licenciamento, tal como investimentos em saneamento básico para cidades que drenam para os reservatórios, investimentos em estradas vicinais e na área de saúde, por absoluta falta de presença do

Estado. Embora, à primeira vista, estas compensações “suplementares” pareçam benéficas, pois trazem um pouco do “lucro” do empreendedor privado para as populações e municípios desassistidos, não fica claro que as mesmas aumentam diretamente os preços da energia que todos pagam. Adicionalmente, observa-se que a incerteza sobre as compensações pode fazer com que o aumento do custo da energia seja maior do que o custo das compensações. A razão é que nos leilões é oferecido um preço total, incluindo investimento, transmissão e compensações ambientais que são estimados a priori. Para se proteger da possibilidade destes custos ambientais inesperados, o investidor coloca uma “folga” no orçamento, que tem uma tendência a ser conservadora.

O terceiro ponto se refere ao próprio processo de desenvolvimento de bacias hidrográficas. Historicamente, os estudos de desenvolvimento das usinas hidrelétricas eram feitos pelas equipes de planejamento, visando a minimização do custo da energia. O papel das equipes de meio ambiente era visto como essencialmente negativo, de impedir a construção das usinas.

Esta visão antagônica de economia versus meio ambiente é obviamente equivocada, e traz muitos prejuízos para o País. O único caminho correto é tratar o desenvolvimento da bacia, desde seu início, como um processo único planejamento/meio-ambiente. Embora tenham sido tomados passos importantes para esta integração, com destaque para as avaliações ambientais integradas (AAI) desenvolvidas pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o processo de integração efetiva do planejamento e meio-ambiente deve ser estimulado.

Apresentam-se a seguir algumas sugestões para o aperfeiçoamento deste processo:

- Melhor capacitação e valorização do corpo técnico do Ibama com apoio de centros de excelência, como universidades, que não assumiriam o processo de licenciamento, mas dariam o suporte necessário para: elaboração de termos de referência, análise de documentos, e mesmo na fiscalização quando necessário.
- Descentralização por setores, pois os problemas da área de energia são muito distintos da área de transporte, bem como por regiões.
- Melhoria na qualidade técnica dos estudos por parte dos empreendedores. Um estudo de impacto ambiental leva no mínimo um ano, assim como o estudo de engenharia.
- Realizar seminários com o Ministério Público para compreensão e acerto de mudanças.
- Estabelecer limites para a compensação social, não para os atingidos que tem ser atendidos em sua plenitude, mas para as demais contas, como o saneamento básico, que deveria ser obrigação dos municípios, bem como as demandas da área de saúde e educação.

- Garantir suporte jurídico para os técnicos do Ibama relativamente às demandas de crimes ambientais.
- Maior participação dos órgãos ambientais na etapa de planejamento (etapa de inventário e das avaliações ambientais integradas); é preciso o entendimento de todos sobre a melhor forma de ocupação do território. Não significa a aprovação prévia dos empreendimentos como todos temem, e sim conhecimento e participação. Esses órgãos não conhecem o processo de planejamento do setor elétrico e suas necessidades de investimentos em novas fontes de geração, hidrelétricas, térmicas, eólicas, etc.
- Realização de diagnósticos ambientais participativos (reuniões públicas com participação do MP) na fase dos estudos ambientais para que todos entendam os efeitos negativos e positivos e não haja manipulação por parte de ninguém.

Reservatórios para as usinas hidrelétricas

Como mostra o gráfico a seguir, há uma grande diferença entre a energia hidrelétrica afluyente nos períodos úmidos e secos.

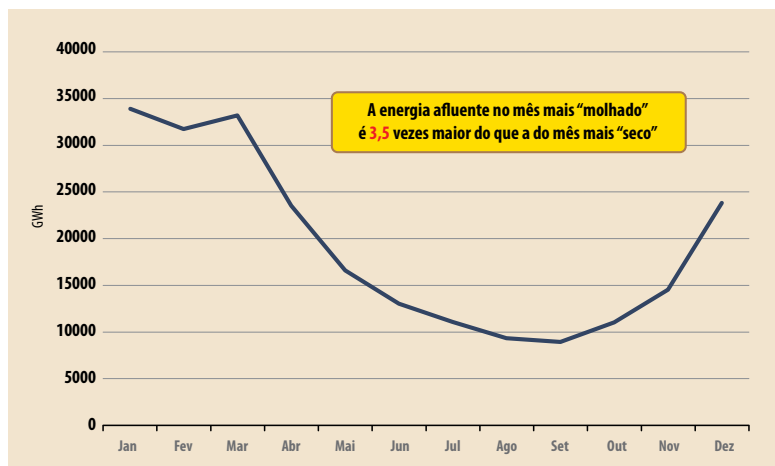


Gráfico 22: Energia afluyente média mensal na região Sudeste

Como mostra o gráfico a seguir, há também uma grande variação na afluência total em cada ano.

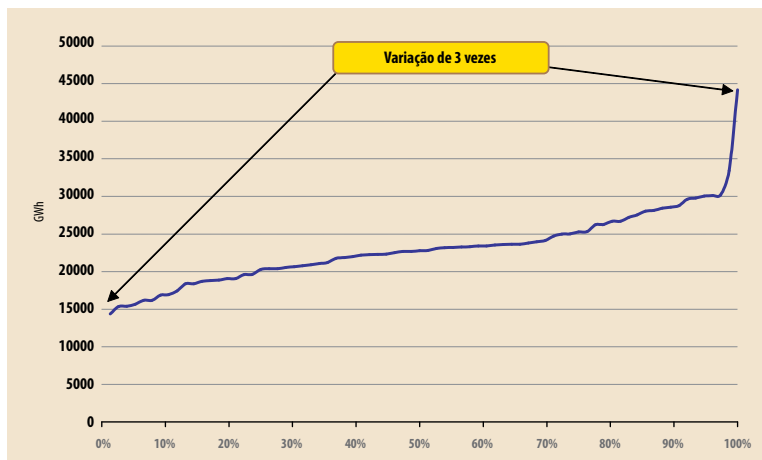


Gráfico 23: Distribuição da energia afiuente anual na região Sudeste

Os reservatórios das usinas hidrelétricas têm o papel de regularizar estas afliências, armazenando a água excedente nos períodos chuvosos para utilizá-la nos períodos secos ou mesmo em anos secos no futuro.

Benefícios da regularização para termelétricas, biomassa e eólicas

Um dos benefícios desta capacidade de regularização é reduzir os gastos com combustíveis das usinas termelétricas. Por exemplo, uma termelétrica a gás natural é acionada, em média, cerca de 30% do tempo, e uma usina a carvão, 50%. Isto significa que os reservatórios permitem economizar, respectivamente, 70% e 50% dos gastos com térmicas a gás e carvão, mantendo a segurança de suprimento.

A capacidade de regularização hidrelétrica também viabiliza a cogeração a partir da biomassa de cana de açúcar (bioeletricidade). Embora a bioeletricidade só seja produzida no período de safra da cana de açúcar (maio a novembro na região Sudeste), as usinas hidrelétricas compensam esta variação sazonal da produção. Isto permite que as usinas de bioeletricidade possam assinar contratos de suprimento de energia constantes ao longo do ano, que são os que atendem as necessidades das distribuidoras e consumidores livres.

De maneira análoga, os reservatórios “suavizam” as variações da produção eólica no País, pois podem armazenar energia quando as condições de vento são favoráveis e compensar a produção quando o vento está reduzido. A necessidade de absorver as flutuações na produção eólica tem sido um dos maiores obstáculos à inserção destas usinas em outros países. Na

Alemanha, por exemplo, requer-se disponibilidade de geração térmica para compensar estas flutuações, o que não somente encarece a utilização das mesmas, mas representa um fator de emissão de gases de efeito estufa.

Em resumo, os reservatórios do sistema brasileiro, aliado à rede de transmissão, correspondem a “armazéns de energia” que acumulam água, cana de açúcar, gás e outros energéticos.

Redução da capacidade de armazenamento

Dada a importância dos reservatórios para a otimização do uso dos recursos energéticos do país, causa preocupação o fato, mostrado no gráfico a seguir, das novas usinas hidrelétricas serem a “fio d’água”, isto é, sem reservatórios.

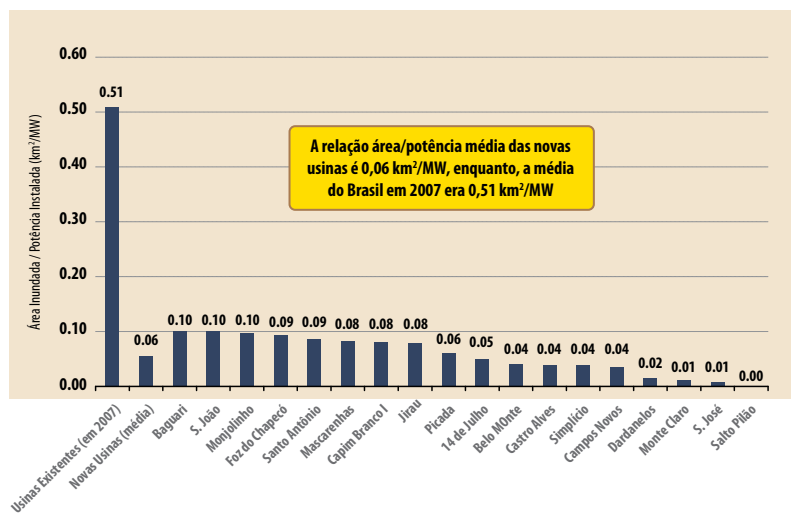


Gráfico 24: Relação área/potência histórica comparada com a das novas usinas

Em particular, os três maiores novos projetos hidrelétricos do país – Santo Antônio e Jirau, no Rio Madeira, e Belo Monte, no Xingu, totalizando 18 mil MW de capacidade instalada e mais de 8 mil MW médios de energia firme, não têm reservatórios.

É importante observar que esta tendência à construção de usinas a fio d'água não resulta de uma otimização econômica dos projetos, e sim de restrições socioambientais.

Como consequência destas restrições, a capacidade de regularização do sistema hidrelétrico brasileiro será substancialmente reduzida nos próximos anos. Como mostra o quadro a seguir, a relação entre a capacidade máxima de armazenamento (EAMax) e a energia afluyente média (ENA), que é uma medida da capacidade de transferência de energia entre períodos, cairá de 41% para 31% até 2020.

Configuração	2010	2020	
Capacidade instalada	84	124	GW
Armazenamento máximo (EAMax)	211	246	TWh
Energia natural afluyente média (ENA)	509	780	TWh/ano
Razão EAMax/ENA	41	31	%

Esta preocupação com a perda de capacidade de regularização aumenta quando se observa que a variabilidade das vazões afluentes às hidrelétricas mencionadas acima é bem maior do que a média do país. Como mostram os gráficos a seguir, a relação entre a maior e menor energia afluyente média mensal para as usinas do rio Madeira é de 7,5 vezes, contra um fator de 3,5 vezes para a média da região Sudeste. Para a usina de Belo Monte, esta relação é de 25 vezes.

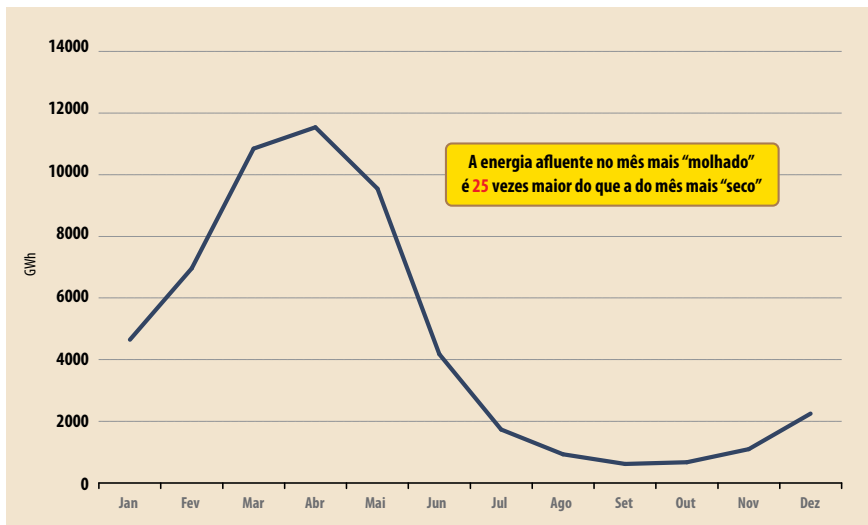


Gráfico 25: Energia afiuente média mensal para Belo Monte



Gráfico 26: Energia afiuente média mensal para Santo Antônio e Jirau

Efeito da perda de armazenamento

A combinação de perda de regularização com maior variabilidade das afluições leva a uma dificuldade crescente para o aproveitamento da energia hidrelétrica. Como consequência, haverá um aumento na energia hidrelétrica desperdiçada, isto é, direcionada para os vertedores das usinas em períodos de cheia. Além disto, será necessário preencher os “vales” entre demanda e oferta nos períodos secos com geração termelétrica, o que levará a um aumento dos gastos com combustível e também dos níveis de emissão de CO₂. Estima-se que haveria um aumento de 23% nas emissões para cada 1% de perda de capacidade de regulação.

Dados os prejuízos que as restrições à construção de reservatórios causam ao setor elétrico do País, é importante que os organismos ambientais apresentem uma estimativa quantitativa dos impactos ambientais adversos causados pelos mesmos. Isto permitiria buscar o melhor ponto de equilíbrio para a sociedade.

4.3 USINAS TERMELÉTRICAS

Importância da geração termelétrica

As usinas termelétricas são, com alguma frequência, retratadas na imprensa e até por alguns integrantes do governo como uma espécie de “última opção”, que somente é construída devido à falta de opções hidrelétricas ⁶⁵. No entanto, esta percepção é equivocada. Mesmo que houvesse abundância de recursos hidrelétricos, a expansão de mínimo custo para o consumidor seria um portfólio de hidrelétricas e termelétricas. A razão é a complementaridade entre os atributos destas fontes de geração: (i) por um lado, as usinas termelétricas aportam segurança de suprimento ao sistema, pois sua produção não depende da situação hidrológica; (ii) por sua

⁶⁵ Um exemplo recente é o Plano Decenal de Expansão 2010-2019, preparado pela EPE, que eliminou as usinas termelétricas do leque de alternativas de expansão no futuro.

vez, as usinas hidrelétricas permitem uma redução nos gastos de combustível, pois o adicional de produção hidrelétrica nas situações favoráveis pode ser aproveitado reduzindo-se a geração das usinas termelétricas.⁶⁶

Outro atributo importante das termelétricas é a “despachabilidade”, isto é, a capacidade de produzir energia adicional e garantir a segurança de suprimento em situações inesperadas, como foi o caso da redução acentuada da produção da usina de Itaipu por vários meses após o “apagão” de 2010, enquanto se instalavam equipamentos de segurança nos isoladores das linhas.

Confusão entre custo unitário de operação e custo médio das térmicas

Outro aspecto que deve ser esclarecido no caso das térmicas é a diferença entre o custo operativo unitário da mesma, que é o custo de produzir 1 MWh; e seu custo médio para o consumidor, que inclui tanto o custo operativo médio como a remuneração do investimento.

Por exemplo, o custo operativo de uma termelétrica a óleo, 300 R\$/MWh, é de fato bastante alto. No entanto, este tipo de usina só opera, em média, uma pequena fração do tempo, por exemplo, 5%. Nos restantes 95% do tempo, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) aciona outros recursos mais baratos, em particular a geração hidrelétrica e, no caso de períodos mais secos, as termelétricas a carvão e a gás. Portanto, o custo de suprimento de energia que um consumidor paga – novamente em média – quando uma térmica a óleo é contratada é dado pela soma ponderada do custo de acionar a usina e do custo de comprar no mercado de curto prazo a energia (mais barata) requerida para cumprir seu contrato.⁶⁷

4.4 RENOVÁVEIS

O termo “energias renováveis” em geral se refere a três fontes: (i) pequenas centrais hidrelétricas (PCHs); (ii) biomassa, com destaque para a cogeração a cana de açúcar

⁶⁶ Dado que a garantia física das hidrelétricas é calculada para hipóteses de seca severa, as situações em que há geração hidrelétrica adicional são relativamente frequentes.

⁶⁷ Por exemplo, suponha que o preço médio de compra no curto prazo seja 80 R\$/MWh. Neste caso, o consumidor pagaria: 300 (custo de acionar a térmica) \times 0,05 (fração do tempo em que a térmica é acionada) + 80 (custo de compra no mercado de curto prazo) \times 0,95 (fração do tempo em que a energia é comprada) = 15 + 76 = 91 R\$/MWh, bem inferior aos 300 R\$/MWh que custaria se a usina fosse operada 100% do tempo. A estes 91 R\$/MWh, deve ser somado o custo de construção da usina, que também é pago pelo consumidor. Supondo que este custo é, por exemplo, 55 R\$/MWh, o custo total para o consumidor resultante da contratação da termelétrica seria 146 R\$/MWh.

(bioeletricidade); e (iii) eólica. Dado que hidrelétricas convencionais também são renováveis, o termo energias complementares talvez fosse mais adequado.

Um primeiro aspecto de interesse no caso das energias renováveis é a complementaridade geográfica. Como mostra a figura a seguir, a bioeletricidade é predominante na região Sudeste/Centro Oeste; a energia eólica, nas regiões Nordeste e Sul; e a energia hidrelétrica, na região Norte.



Figura 4: Localização geográfica das fontes renováveis

Adicionalmente, estas fontes têm as seguintes características: (i) potencial significativo - milhares de MW médios de garantia física - para adição de nova capacidade; (ii) menor tempo de construção (entre dois e três anos, comparado com cinco anos no caso das hidrelétricas convencionais). Esta característica é importante porque facilita o ajuste da oferta a variações na taxa de crescimento da demanda.

Finalmente, a biomassa e a energia eólica têm padrões de geração complementares ao das hidrelétricas, isto é, sua produção é maior nos períodos hidrológicos secos. Como visto anteriormente, isto beneficia a operação do sistema, pois uma menor demanda líquida

(isto é, subtraída da produção da biomassa e eólica) nestes períodos reduz a necessidade de armazenamento das usinas hidrelétricas.

No caso da energia eólica, os leilões de 2010 resultaram em 70 centrais eólicas, totalizando 2.048 MW. No primeiro leilão, o preço médio desta fonte foi 148 R\$/MWh. No segundo, este preço se reduziu para 131 R\$/MWh. Este patamar de preço faz com que a energia eólica brasileira seja uma das mais baratas do mundo, e a torna competitiva com outras fontes no Brasil, como a geração termelétrica a gás. As razões para este desempenho muito positivo da energia eólica incluem a forte competição dos leilões, avanço tecnológico dos projetos, aperfeiçoamento dos instrumentos de contratação e melhores condições de financiamento. As próximas contratações permitirão confirmar o patamar de estabilização destes preços.

O grande potencial da cogeração com bagaço de cana de açúcar para o setor elétrico foi confirmado em 2005, com as primeiras contratações deste tipo de geração nos leilões. A superação dos entraves que afetavam a plena expansão do mercado do etanol, juntamente com o emprego da palha em conjunto com o bagaço, tornam ainda mais significativa a contribuição deste tipo de energia para o País.

O terceiro destaque na área de renováveis são as pequenas centrais hidrelétricas, usinas de potência inferior a 30 MW e área inundada inferior a 3 km². Esses empreendimentos têm menos restrições ambientais, potencial energético elevado e tiveram um grande crescimento desde a regulamentação da chamada contratação incentivada, que permite que consumidores regulados acima de 500 kW contratem diretamente fontes renováveis, recebendo em contrapartida reduções em suas tarifas de transporte de energia.

Os principais aperfeiçoamentos sugeridos para a inserção destas tecnologias são:

- Cálculo das garantias físicas da biomassa e eólica utilizando a mesma metodologia aplicada para as demais metodologias – esta unificação é importante não somente por uma questão de isonomia, mas principalmente porque a metodologia atual subestima a garantia física destas usinas. Dado que o preço da energia é basicamente dado pela razão entre o custo de investimento e sua garantia física, esta subestimação significa que elas estão sendo penalizadas.
- Isonomia para o cálculo das tarifas de transmissão – A regulamentação para cálculo das tarifas de transmissão, feita há mais de uma década, partiu do princípio que os geradores estariam conectados em tensões iguais ou superiores a 230 kV, o que de fato ocorre no

caso das fontes convencionais. Como a geração destas usinas atendia os consumidores como um todo (“sistema”), a regulamentação determinou que os custos desta rede de alta tensão seriam divididos igualmente entre geradores e consumidores. No entanto, esta regulamentação não previu que as usinas renováveis também teriam um papel de atendimento sistêmico, mas conectadas em tensões inferiores (138 kV e 69 kV). Como consequência, os geradores arcam com 100% dos custos da rede, criando uma assimetria com os geradores convencionais que não se justifica. Recomenda-se, portanto, a unificação destas tarifas.

4.5 EVOLUÇÃO DOS PREÇOS DE ENERGIA PÓS 2015

Dadas as perspectivas de aumento acentuado no preço da energia até 2015 vistas no capítulo 3, os resultados das licitações de Santo Antônio, Jirau e Belo Monte, todas com preços divulgados pelo governo da ordem de 80 R\$/MWh, deixaram vários consumidores industriais otimistas com a possibilidade de uma reversão da tendência dos preços no médio prazo. Adicionalmente, a versão mais recente do Plano Decenal de Expansão (PDE) indicou que o custo marginal de expansão (CME), que representa o preço da nova oferta de geração (investimento e operação) necessária para atender o crescimento previsto da demanda, seria 113 R\$/MWh, portanto bem inferior ao preço de 147 R\$/MWh estimado para 2015 no capítulo 3.

No entanto, há duas preocupações com relação a estas estimativas, discutidas a seguir.

Primeira preocupação: preço das usinas hidrelétricas para a sociedade

A primeira preocupação é que o preço das usinas do Rio Madeira e de Belo Monte para a sociedade como um todo – e, particularmente, para os consumidores industriais – é superior aos valores divulgados pelo governo.

A razão é que os leilões de contratação de nova capacidade (A-3 e A-5) e os leilões de projetos “estruturantes” (usinas do Rio Madeira e Belo Monte), são voltados para o atendimento ao chamado Ambiente de Contratação Regulada (ACR), que inclui os consumidores “cativos” das distribuidoras. No entanto, cada investidor tem o direito de reservar até 30% da energia assegurada (EA) da usina para posterior comercialização junto aos grandes consumidores no chamado Ambiente de Contratação Livre (ACL). Isto significa que o investidor pode ofertar no leilão do ACR um preço

inferior ao “verdadeiro” preço da usina, desde que compense a diferença oferecendo um preço superior no ACL. Em outras palavras, os preços ofertados no ACR e ACL guardam a seguinte relação:

$$\text{Preço da energia da usina} = 0,7 \times \text{preço ACR} + 0,3 \times \text{preço ACL}$$

Por exemplo, o preço-teto inicial de venda da energia de Belo Monte para o ACR foi 83 R\$/MWh. Já para o ACL, o preço de energia foi 140 R\$/MWh^{68,69}. A substituição dos valores 83 (ACR) e 140 (ACL) na equação acima indica que o “verdadeiro” preço da usina é: $0,7 \times 83 + 0,3 \times 140 = 100$ R\$/MWh. O mesmo tipo de análise aplicado a Jirau e Santo Antônio indica valores semelhantes para os preços destas usinas.

Segunda preocupação: cálculo do custo marginal de expansão

O PDE do ano passado sinalizava um CME de 146 R\$/MWh, mais próximo à estimativa de preço de 147 R\$/MWh para 2015 e bem superior à estimativa atual de 113 R\$/MWh. Dado que os CMEs refletem as expectativas sobre o preço da energia nos dez anos subsequentes, uma variação tão significativa do CME de um ano para o outro indicaria uma mudança radical de expectativas no período de apenas um ano, o que não parece ter respaldo na substância do Plano.

A primeira razão para esta discrepância é que o CME foi formado a partir dos preços dos leilões do Ambiente de Contratação Regulada, ACR. No entanto, o custo marginal de expansão é definido como o custo de suprir um aumento da demanda total, que é composta tanto do ACR como do segmento de consumo livre, ACL. Se os preços da energia fossem semelhantes em ambos os ambientes, a estimativa do CME a partir dos preços do ACR poderia ser razoável. A preocupação é que, como visto acima, o “verdadeiro” preço das hidrelétricas Santo Antônio e Jirau é cerca de 100 R\$/MWh. Isto significa que o uso do preço do leilão do ACR na formação do CME leva a uma subestimativa do valor “real” do mesmo.

⁶⁸ Este valor suscita imediatamente uma pergunta: por que um grande consumidor compraria energia a 140 R\$/MWh, se a energia da usina está sendo vendida para o ACR a 83 R\$/MWh? A resposta é: por três motivos. Os motivos são: (i) se o consumidor industrial decidir, ao invés de comprar energia como consumidor livre, adquiri-la de uma distribuidora (que é quem comprará a energia de Belo Monte a 83 R\$/MWh ou menos), ele terá de pagar o preço do “mix” da distribuidora que inclui, além de Belo Monte, outras energias mais caras, afora subsídios a determinados tipos de consumidores, o que resulta em um preço final muito superior aos 83 R\$/MWh; (ii) o consumidor que adquirir energia de Belo Monte pode fazê-lo com o status de autoprodutor, o que lhe dá isenções de encargos que deverão alcançar 30 R\$/MWh (valores de hoje) na região Sudeste; e (iii) em muitos casos, distribuidoras que contrataram grandes volumes de energia na modalidade “disponibilidade” passaram a ter tarifas instáveis, dependentes da situação hidrológica do sistema.

⁶⁹ Notícia da Agência Canal Energia, Negócios, de 03/06/2009: A Cemig GT pagou R\$ 139,47/MWh pela energia disponibilizada ao mercado livre pela hidrelétrica de Santo Antônio.

Observa-se adicionalmente que o cálculo do CME não inclui os custos da energia de reserva. Dado que, como comentado, o CME representa o custo da geração adicional requerida para atender o aumento previsto da demanda, seu cálculo deve incluir todos os componentes deste custo. Como visto nos capítulos anteriores, a energia de reserva tem um peso expressivo na tarifa de energia devido a seu montante (quase 4 mil MW médios) e ao preço de contratação de seus componentes, por volta de 150 R\$/MWh.

A terceira preocupação é que o plano de expansão do PDE inclui uma oferta suplementar à energia de reserva. Esta oferta pode ser observada no gráfico a seguir, retirada do próprio Plano, e que mostra o balanço entre oferta (garantia física, em MW médios) e demanda média anual (também em MW médios) sem considerar a energia de reserva.

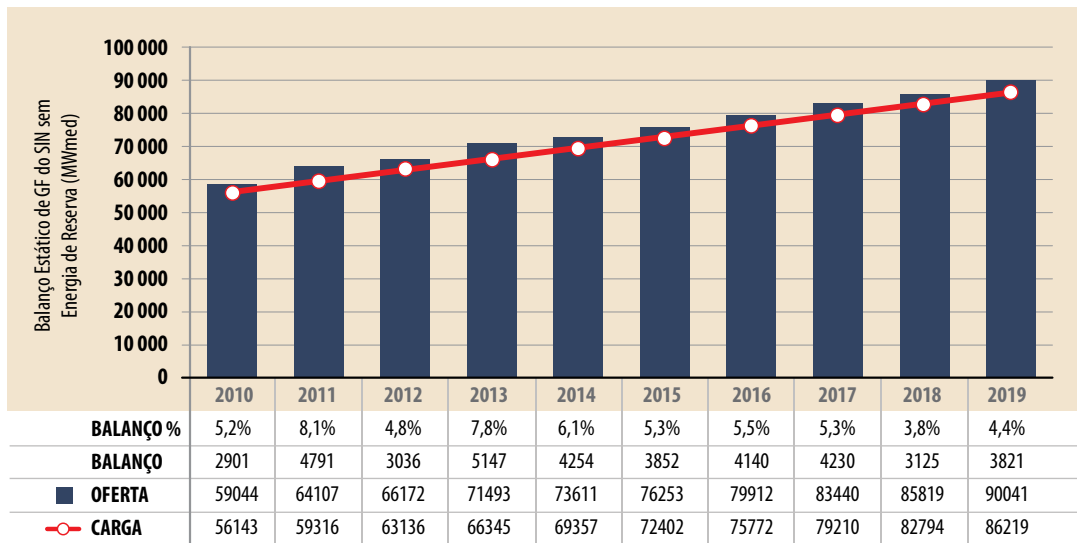


Gráfico 27: Balanço entre oferta e demanda média anual

Observa-se na figura que há um excesso de oferta em relação à demanda que varia entre 2.900 e 5.200 MW médios ao longo de todos os anos do estudo. Para o período 2010-2014, onde a entrada de nova capacidade já está praticamente definida, este excesso é explicável, pois como visto no capítulo 3, resulta de um fator conjuntural, que foi o crescimento nulo da demanda em 2009 devido à crise mundial.

No entanto, não parece haver uma justificativa análoga para a persistência deste excesso a partir de 2015, quando as novas usinas ainda não foram contratadas e, portanto, sua entrada reflete a visão do planejador sobre a evolução estrutural da oferta. A dificuldade neste caso é que o modelo do setor elétrico não tem instrumentos que induzam a entrada de qualquer oferta suplementar à energia de reserva ⁷⁰. Dado que o PDE representa a visão governamental sobre a evolução do parque gerador, conclui-se que o governo pretende viabilizar comercialmente a entrada de oferta suplementar indicada no Plano através de algum mecanismo a ser definido no futuro. Pelas mesmas razões dos itens anteriores, isto também nos leva a concluir que os custos correspondentes a esta oferta suplementar devem ser incluídos no cálculo do CME.

Quando se leva em conta os fatores acima, a estimativa do CME passaria para cerca de 140 R\$/MWh. Este valor relativamente elevado reforça a importância de que as políticas de transição para uma sociedade de baixo carbono sejam as mais eficientes possíveis, sob pena de uma perda significativa da competitividade do setor industrial do País.

⁷⁰ A razão é que a regulamentação brasileira requer que: (i) a demanda esteja 100% contratada; e (ii) que todos os contratos sejam respaldados por certificados de garantia física. A combinação dos requisitos (i) e (ii) faz com que a oferta de garantia física tenda a estar equilibrada com a demanda, pois os consumidores não têm incentivos para a contratar capacidade adicional à demanda prevista. Portanto, a menos de pequenos excessos de oferta (da ordem de 1,5% da demanda do ACR) que representam o “hedge” das distribuidoras com relação à incerteza na demanda futura, não parece haver razão, no atual modelo setorial, para os excessos de oferta indicados no PDE.

CNI

CONSELHO TEMÁTICO DE INFRAESTRUTURA - COINFRA

José de Freitas Mascarenhas

Presidente

DIRETORIA EXECUTIVA - DIREX

José Augusto Coelho Fernandes

Diretor Executivo

Carlos Eduardo Abijaodi

Diretor de Operações

Mônica Messenberg Guimarães

Diretora de Relações Institucionais

Gerência de Infraestrutura

Wagner Ferreira Cardoso

Gerente de Infraestrutura

Carlos Eduardo de Senna Figueiredo

Revisão Técnica

Ilana Dalva Ferreira e Alexandre Barra Vieira

Equipe Técnica

Núcleo de Editoração CNI

Produção Editorial

Carla Regina Pereira Gadêlha

Editoração Eletrônica

SUPERINTENDÊNCIA DE SERVIÇOS COMPARTILHADOS - SSC

Área Compartilhada de Informação e Documentação - ACIND

Renata Lima

Normalização

Área Compartilhada de Apoio Administrativo - ACADM

Reprografia

Impressão e Acabamento

Elaboração

PSR Soluções e Consultoria em Energia Ltda



Confederação Nacional da Indústria

ISBN 978-85-7957-056-8



9 788579 570568